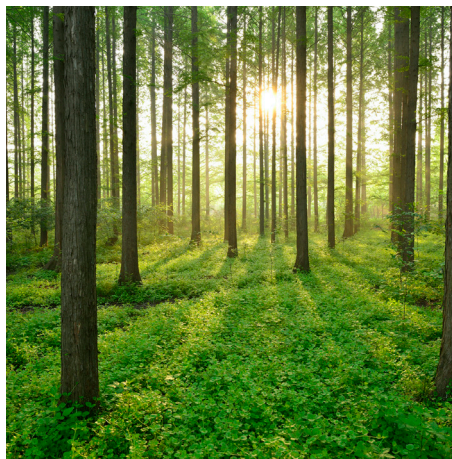


# ENERGIGEMENSKAPER SOM STÖTTAR ELNÄTET

RAPPORT 2026:1225



ELNÄTENS HÅLLBARA TEKNIK-  
UTVECKLING OCH DIGITALISERING



# **Energigemenskaper som stöttar elnätet**

LISA MALMSTEN, JOHANNA LAKSO, DAVID LARSSON

ISBN 978-91-89917-68-2 | © Energiforsk oktober 2026

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: [kontakt@energiforsk.se](mailto:kontakt@energiforsk.se) | [www.energiforsk.se](http://www.energiforsk.se)



## Förord

**Projektet *Energigemenskaper som stöttar elnätet* ingår i programmet *Elnätens hållbara teknikutveckling och digitalisering* med syftet att kvantifiera de nyttor som en energigemenskap kan bidra med till lokalnätet, samt vad som behövs för att frigöra dessa nyttor både när det kommer till teknik och policy.**

Projektet har genomförts av PL Lisa Malmsten och Johanna Lakso från Power Circle och David Larsson från Tyréns. Tack till referensgruppen bestående av Jonas Tannerstad (Öbo), Anna Hammartorp (Affärsverken), Monica Löf och Henrik Törnsjö (Vattenfall), Björn Jernström (Ferroamp), Håkan Skarrie (Krafringen), Rune Söderström (Rigoletto Samfällighetsförening), Tomas Malmström och Marie Lindh (Energiföretagen), Elias Viklund (Skellefteå Kraft), Torbjörn Solver (Ellevio), Helene Sarbrandt (E.ON), Joachim Lindborg (Ngenic), Jennie Sjöstedt (Göteborg Energi) som bidragit med olika perspektiv och sakkunskap.

För att tydliggöra rapportens förutsättningar vill vi uppmärksamma läsaren på att frågan om skatter och nätavgifter är komplex och föremål för olika tolkningar. Det bör även noteras att referensgruppen inte är enig i alla de slutsatser som redovisas i rapporten.

Stort tack också till programstyrelsen för deras initiativ och stöd till projektet:

- Fredrik Andersson, Elinorr
- Olle Bergström, Jämtkraft Elnät
- Arne Berlin, Vattenfall Eldistribution
- Staffan Bjurulf, Sveriges Ingenjörer (MF)
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft Elnät (ordf)
- Christer Flood, Ellevio
- Emil Frostfeldt, Jönköping Energi Nät
- Magnus Lindström, Grid Diagnose
- Giuseppe Martinelli, Svenska kraftnät
- Tilda Nordin, Mälarenergi Elnät
- Dennis Ossman, Göteborg Energi Elnät
- Johan Ribrant, Nacka Energi
- Göran Sandström, Umeå Energi Elnät
- Peter Silverhjärta, Energiföretagen Sverige
- Magnus Sjunnesson, Öresundskraft
- Claes Wedén, Hitachi Energy Sweden

Följande bolag har deltagit som intressenter till projektet. Energiforsk framför ett stort tack till samtliga för värdefulla insatser:

|                                     |                             |                               |
|-------------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| Ellevio                             | Karlstads El- och Stadsnät  | Blåsjön Nät                   |
| Vattenfall Eldistribution           | Borås Elnät                 | Dala Energi Elnät             |
| Svenska kraftnät                    | Falu Energi & Vatten        | Elektra Nät                   |
| Göteborg Energi                     | Borlänge Energi             | Gävle Energi                  |
| Statkraft Sverige                   | Nacka Energi                | Hamra Besparingsskog          |
| Fortum                              | C4 Energi                   | Hofors Elverk                 |
| Mälarenergi Elnät                   | PiteEnergi                  | Härjeåns Nät                  |
| Öresundskraft Elnät                 | Trollhättan Energi Elnät    | Härnösand Elnät               |
| Tekniska Verken i Linköping         | Skövde Energi               | Ljusdal Elnät                 |
| Skellefteå Kraft Elnät              | Hitachi Energy Sweden       | Malungs Elnät                 |
| Umeå Energi Elnät                   | Energiföretagen Sverige     | Sandviken Energi Nät          |
| Jämtkraft Elnät                     | Sveriges Ingenjörer, MF     | Sundsvall Elnät               |
| Jönköping Energi Nät                | GridDiagnose                | Söderhamn Elnät               |
| Eskilstuna Strängnäs Energi & Miljö | RISE                        | Åsele Elnät                   |
|                                     | Elinorr ekonomisk förening; | Årsunda Kraft&Belysningsfören |
|                                     | Bergs Tingslags Elektriska  | Övik Energi Nät               |

Detta är resultat och slutsatser från ett projekt som ingår i ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Författaren/författarna ansvarar för innehållet.

Stockholm, september 2026

*Susanne Stjernfeldt, Energiforsk*

## Sammanfattning

Elektrifieringen ställer stora krav på de svenska elnäten samtidigt som en växande mängd lokal produktion, energilager, elfordon och annan flexibel elanvändning tillkommer hos kunderna. Den här studien visar att energigemenskaper och lokal energidelning kan bidra till att dessa resurser används mer effektivt och därmed avlastar elnäten. Den viktigaste potentiella nyttan ligger dock inte i själva energidelningen, utan i möjligheten att samordna investeringar och styra flera kunders resurser mot ett gemensamt lokalt nätbehov. Nyttorna uppstår därför inte automatiskt, utan är beroende av hur energidelningen utformas, var de finns och vilka ekonomiska och tekniska styrsignaler de möter.

Projektet har undersökt vilka nyttor energigemenskaper kan ge till lokala elnät, skillnader mellan virtuell energidelning och energidelning genom kompletterande fysiska nät, vilka tekniska förutsättningar som krävs och hur regelverk och ekonomiska incitament skulle kunna utvecklas. Analysen bygger på modellering av sju nätstationer hos Jämtkraft och Öresundskraft, kompletterat med intervjuer med nätföretag, energigemenskaper och teknikaktörer samt två workshops med efterföljande enkät till representanter från branschen. Projektet har även haft en bred referensgrupp med representanter som bidragit med olika perspektiv på energidelningens möjligheter, risker och behov av policyutveckling. Synpunkterna har bidragit till att utveckla och nyansera projektets analyser.

Den tydligaste kvantifierade nyttan är **kollektiv samordnad styrning av flexibilitet**. När stationära batterier optimerades mot nätstationens samlade belastning minskade de högsta effekttopparna med cirka 10–30 % i de studerade fallen, jämfört med 0–10 % när motsvarande resurser optimerades individuellt. Resultatet visar att mängden flexibilitet i sig inte enbart avgör nätnyttan utan minst lika viktigt är hur resurserna styrs och optimeras.

Samma mönster syns i en jämförande modellering där batterierna byttes mot elbilar med dubbelriktad laddning, V2G. I huvudscenariot, där 30 % av hushållen antogs ha V2G-bilar, reducerade kollektiv styrning effekttoppen med cirka 8–23 % i Jämtkrafts tre områden. Individuell optimering gav däremot varierande resultat och ökade i vissa fall den sammanlagda effekttoppen. V2G är särskilt intressant eftersom själva fordonsinvesteringen huvudsakligen görs för mobilitet; flexibiliteten kan därför tillgängliggöras till en betydligt lägre merkostnad än om motsvarande lagringskapacitet byggs som stationära batterier.

Även sommartid kan lokal flexibilitet skapa betydande nytta. Genom att samordna batterier för att begränsa exporttoppar visar modelleringen att det i de studerade fallen skulle kunna skapas utrymme för omkring **40–55 % mer installerad sol**, under de optimala förutsättningar som modellen antar. Alla resultaten ska ses som en teknisk potential snarare än en prognos för faktiskt utfall.

Studien visar samtidigt att **minskade effekttoppar inte är en unik funktion hos energigemenskaper**. En aggregator kan också samordna flexibla resurser, och en

lokal flexibilitetsmarknad eller ett bilateralt avtal kan också styra resurserna mot ett konkret nätbehov. Att använda styr signaler, t.ex. effekttavgift, till individuella kunder för att uppnå en kollektiv effekt gav dock inte önskat resultat. Detta i linje med flera andra studier<sup>1</sup>. I vår modellering av individuell respons på en dynamisk effekttavgift illustreras risken med indirekt styrning: trots att kunderna minskade sina individuella kostnader ökade den sammanlagda effekttoppen. Detta eftersom många resurser reagerade samtidigt på samma signal. Resultatet understryker behovet av att skilja mellan individuell flexibilitet och faktisk systemnytta.

Energigemenskapens möjliga mervärde ligger därför i att **flera funktioner kan kombineras**. Gemenskapen kan samla deltagare och investeringar, en aggregator kan sköta den löpande styrningen och en flexibilitetsmarknad eller ett avtal kan koppla flexibiliteten till nätägarens behov. Energidelning kan samtidigt skapa ytterligare värde genom ökad kollektiv användning av lokal produktion och därigenom stärka investeringskalkylen för exempelvis batterier och styrning.

Gemensamma investeringar kan också ge tydliga **skalfördelar**. Med de kostnadsantaganden som används i rapporten ger en övergång från individuella villaanläggningar till större gemensamma installationer 30–86 % mer solcellskapacitet och 100–220 % mer batterikapacitet per investerad krona, beroende på anläggningsstorlek. Det innebär att styrmedel som ensidigt premierar individuella investeringar kan styra hushåll mot lösningar som är rationella för individen men inte nödvändigtvis mest resurseffektiva för gruppen.

Studien visar vidare att virtuell energidelning och fysisk energidelning genom kompletterande nät ger samma nätnytta på aggregerad nivå om samma resurser och styrning finns i båda fallen. Elen följer nätets fysik oberoende av hur den ekonomiskt avräknas, och de aggregerade flödena mot överliggande nät blir därför likartade. Kompletterande nät kan däremot ha ett mervärde där det finns lokala begränsningar under nätstationen, där det leder till fler investeringar i flexibilitet och styrning eller där fysisk infrastruktur möjliggör redundans, ö-drift eller andra funktioner. Virtuell delning kräver inga nya investeringar och skulle potentiellt kunna bli mer resurseffektivt men saknar idag rätt förutsättningar.

En avgörande slutsats är att **teoretisk flexibilitet inte är detsamma som faktisk nätnytta**. För att en reducerad effekttopp ska kunna användas för att möjliggöra nya anslutningar eller ersätta nätkapacitet måste flexibiliteten finnas på rätt plats, vid rätt tidpunkt, i tillräcklig omfattning och med en tillförlitlighet som nätägaren kan planera efter. Nättopologi, prognoser, digitalisering, styrsystem och konkurrerande signaler från exempelvis spotpris och stödtjänstmarknader påverkar hur stor del av potentialen som faktiskt kan realiseras.

Policyutvecklingen bör därför inte främst syfta till att premiera energidelning som sådan, utan till att **värdera lokal samordning och verifierbar systemnytta**. Det krävs även en tydlig ansvarsfördelning mellan nätägaren och energigemenskapen samt verifierbara resultat som nätägaren kan lita på och planera utifrån. Rapporten

---

<sup>1</sup> Energiforsk, *Konkurrensen om efterfrågeflexibilitet* (2026), <https://energiforsk.se/media/ekidwqbp/2026-1197-konkurrensen-om-efterfra-geflexibilitet-delrapport-simuleringsstudie-olika-effekttavgifter.pdf>

diskuterar bland annat att nätägaren kan erbjuda kollektiva effektagifter, flexibla avtal om kapacitetstak samt försäljning av lokal flexibilitet som policyutveckling som skulle kunna realisera nyttan. Här kan samma strukturer även användas för andra samordnande funktioner för att vara aktörs- och teknikneutrala.

Vidare diskuteras mer neutrala investeringsstöd mellan individuella och gemensamma resurser samt ekonomiska incitament för lokal virtuell energidelning, något som i så fall bör utredas vidare av Energimyndigheten. Samtidigt behöver kostnader och nyttor för det övriga kundkollektivet beaktas; lägre skatter eller nätavgifter bör inte leda till en ren kostnadsövertäring utan att motsvarande samhälls- eller systemnytta införlivas, villkoras eller garanteras. Frågan om förändrade skatter och nätavgifter är därmed komplex, och projektets policyanalys ska därför mer ses som ett bidrag till vidare utredning och inte som slutsatser som hela referensgruppen står eniga bakom.

**Energigemenskaper bör därmed inte ses som ett alternativ till nätutbyggnad, aggregatorer eller flexibilitetsmarknader. De kan i stället bli ytterligare en struktur för att mobilisera investeringar, organisera lokal samverkan och göra kundernas växande energiresurser användbara för elsystemet. Potentialen finns – men för att den ska realiseras krävs tydliga roller, öppna tekniska gränssnitt, långsiktiga spelregler och ekonomiska signaler som premierar faktisk nytta där och när elnätet behöver den.**

## Nyckelord

Energigemenskap, energidelning, virtuell energidelning, kompletterande nät, IKN-nät, lokala elnät, nätägare, samordnad styrning, kollektiv egenanvändning, flexibilitet, solenergi, effektagift, V2G.

## Summary

**Electrification is placing increasing demands on Sweden's electricity grids, while growing volumes of local generation, energy storage, electric vehicles and other flexible resources are being deployed on the customer side. This study shows that energy communities and local energy sharing can help make more efficient use of these resources. However, the main potential benefit lies not in energy sharing itself, but in the ability to coordinate investments and control multiple customers' resources in response to real local grid needs.**

The project investigated the potential benefits of energy communities for local electricity grids, differences between virtual energy sharing and sharing through complementary physical micro grids, the technical requirements involved, and how regulation and economic incentives could evolve. The analysis combines modelling of seven secondary substations in the distribution networks of Jämtkraft and Öresundskraft with interviews, workshops and a survey of industry representatives. The project also had a broad reference group with representatives who contributed with diverse perspectives on the opportunities, risks, and policy development needs associated with energy sharing. These insights have helped to develop and refine the project's analyses.

The clearest quantified benefit is **coordinated control of flexibility**. When stationary batteries were optimised based on the total load at the secondary substation, peak demand was reduced by approximately 10–30 %, compared with 0–10 % when the same resources were optimised individually. Similar results were found for electric vehicles with vehicle-to-grid (V2G) capability: with V2G available in 30 % of households, collective control reduced peak demand by approximately 8–23 % in the three Jämtkraft areas studied, while individual optimisation in some cases increased the top peak. The results demonstrate that grid benefit depends not only on the amount of flexibility available, but also on how it is controlled and optimised.

Coordinated flexibility can also enable greater integration of local renewable generation. By using batteries to limit summer export peaks, the modelling indicates that the studied areas could accommodate approximately **40–55 % more installed solar PV capacity** under the optimal conditions assumed. All these results represent technical potential rather than forecasts of actual outcomes.

At the same time, **these benefits are not unique to energy communities**. Aggregators, local flexibility markets and bilateral agreements can also coordinate resources in response to local grid needs. The potential added value of an energy community lies instead in its ability to combine several functions: bringing together participants and investments, sharing locally generated electricity, coordinating flexibility and connecting these resources to the needs of the electricity system. Joint investments may also provide economies of scale; based on the report's assumptions, larger shared installations can provide substantially more solar PV and battery capacity per unit of investment than individual household installations.

The study also finds that virtual and physical energy sharing can provide similar benefits to the upstream grid when the same resources and control strategies are used. Complementary physical micro grids may nevertheless offer additional value in

locations with constraints downstream of the secondary substation or where they enable functions such as redundancy or island operation. Virtual energy sharing, on the other hand, requires no new physical network infrastructure and could potentially offer a more resource-efficient solution but lack today the right conditions.

A key conclusion is that **theoretical flexibility is not the same as actual grid benefit**. For flexibility to enable new connections or substitute for additional grid capacity, it must be available in the right place, at the right time, in sufficient volume and with a level of reliability that grid owners can incorporate into their planning.

Policy development should therefore focus less on rewarding energy sharing itself and more on **local coordination and verifiable system benefits**. This requires clear responsibilities, appropriate technical interfaces and arrangements that allow grid operators to rely on the flexibility provided. The report discusses collective demand charges, flexible capacity agreements, local flexibility provision, more neutral investment support for individual and shared resources, and potential incentives for virtual energy sharing. Any economic benefits must, however, reflect corresponding system or societal value rather than simply shifting costs to other customers. The issue of changes to energy taxation and grid tariffs is therefore complex, and the project's policy analysis should be viewed as a contribution to further study rather than as conclusions unanimously supported by the entire reference group.

**Energy communities should therefore not be seen as an alternative to grid expansion, aggregators or flexibility markets. Instead, they can provide an additional structure for mobilising investment, organising local cooperation and making customers' growing energy resources useful to the electricity system. Realising this potential requires clear roles, open technical interfaces, stable long-term rules and economic signals that reward actual benefits where and when the electricity grid needs them.**

## Innehåll

|          |                                                                                                          |           |
|----------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>Inledning: Elektrifiering, nätkapacitet och behovet av nya lösningar</b>                              | <b>12</b> |
| 1.1      | Frågeställningar och mål                                                                                 | 14        |
| 1.2      | Metod                                                                                                    | 14        |
| <b>2</b> | <b>Energigemenskaper och energidelning</b>                                                               | <b>16</b> |
| 2.1      | Olika former av energidelning                                                                            | 18        |
| 2.2      | Geografisk avgränsning                                                                                   | 20        |
| 2.3      | Förutsättningar i svenska regelverk                                                                      | 20        |
| 2.4      | Energigemenskaper och energidelning i Sverige                                                            | 22        |
| 2.5      | Intervjuade energidelningsaktörer                                                                        | 23        |
| <b>3</b> | <b>Utmaningar och behov i de lokala elnäten</b>                                                          | <b>26</b> |
| 3.1      | Elnätets utmaningar                                                                                      | 26        |
| 3.2      | Potentiella nyttor för elnätet                                                                           | 30        |
| 3.3      | Nyttor som undersöks i studien                                                                           | 33        |
| <b>4</b> | <b>Kvantifiering av nyttan att kapa toppar</b>                                                           | <b>34</b> |
| 4.1      | Kapa effekttoppar med batterier                                                                          | 36        |
| 4.2      | Kapa effekttoppar med V2G                                                                                | 44        |
| 4.3      | Mer lokal solelsproduktion                                                                               | 50        |
| <b>5</b> | <b>Kompletterande nät eller virtuell avräkning?</b>                                                      | <b>58</b> |
| 5.1      | Skillnader i fysiskt flöde och nätpåverkan                                                               | 58        |
| 5.2      | Skillnader i ekonomi och genomförbarhet                                                                  | 59        |
| 5.3      | Skillnader i ansvar och tillit                                                                           | 61        |
| <b>6</b> | <b>Mer investeringar i flexibilitet</b>                                                                  | <b>63</b> |
| 6.1      | Vad kostar det att investera i teknik?                                                                   | 63        |
| 6.2      | Vilka investeringar kräver vår modellering?                                                              | 65        |
| 6.3      | Ger gemensamma investeringar mer flexibilitet?                                                           | 66        |
| 6.4      | Ger reducerad skatt och elnätsavgift incitament till mer flexibilitet?                                   | 69        |
| 6.5      | Sammantagen analys                                                                                       | 71        |
| <b>7</b> | <b>Teknikbehov och framtida utveckling</b>                                                               | <b>72</b> |
| 7.1      | Mätning, prognoser och styrbarhet                                                                        | 72        |
| 7.2      | Standardisering och interoperabilitet                                                                    | 73        |
| 7.3      | Olika energigemenskaper kräver olika tekniska lösningar                                                  | 73        |
| 7.4      | Tekniken ska stötta nyttan – inte vara ett mål i sig                                                     | 74        |
| <b>8</b> | <b>Energigemenskapers nyttor för elnäten</b>                                                             | <b>76</b> |
| 8.1      | Ökad andel förnybar energi i elsystemet och en ökad egenanvändning                                       | 76        |
| 8.2      | Mer flexibilitet i lokalnäten – möjlighet att kapa effekttoppar och använda befintligt nät mer effektivt | 77        |

|                  |                                                                                                                        |            |
|------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------|
| 8.3              | Resiliens, beredskap och sektorskoppling                                                                               | 82         |
| 8.4              | Ökad inkludering, kunskap och motståndskraft                                                                           | 84         |
| 8.5              | Sammanfattande slutsatser om nyttor                                                                                    | 85         |
| <b>9</b>         | <b>Kan vi nå samma nyttor utan energidelning?</b>                                                                      | <b>87</b>  |
| 9.1              | Kapa effekttoppar med effektagift                                                                                      | 87         |
| 9.2              | Lokala flexibilitetsmarknader som samordningsmekanism                                                                  | 93         |
| 9.3              | Aggregatorens samordnande funktion                                                                                     | 94         |
| 9.4              | Sammanfattande analys av andra samordningssätt                                                                         | 96         |
| <b>10</b>        | <b>Policyutveckling för lokal energidelning</b>                                                                        | <b>98</b>  |
| 10.1             | Policy och incitament för de olika energidelningssätten                                                                | 98         |
| 10.2             | Hur energigemenskaperna påverkas av nuvarande lagstiftning                                                             | 100        |
| 10.3             | Bakgrund och nuvarande reglering i Sverige                                                                             | 103        |
| 10.4             | Analys av ekonomiska incitament för energidelning                                                                      | 105        |
| 10.5             | Analys av villkor så att nyttorna kan realiseras                                                                       | 112        |
| 10.6             | Förslag på policyutveckling för att frigöra nyttorna                                                                   | 115        |
| <b>11</b>        | <b>Risker, målkonflikter och hinder</b>                                                                                | <b>120</b> |
| 11.1             | Från teoretisk flexibilitet till faktiskt systemnytta                                                                  | 120        |
| 11.2             | Konkurrerande styrsignaler                                                                                             | 121        |
| 11.3             | Kostnadsfördelning och nytta för kundkollektivet                                                                       | 122        |
| 11.4             | Ansvar, risk och förändrade roller                                                                                     | 123        |
| 11.5             | Energigemenskaper i en svensk kontext                                                                                  | 124        |
| <b>12</b>        | <b>Slutsatser</b>                                                                                                      | <b>125</b> |
| 12.1             | Samordning är viktigare än energidelningen i sig                                                                       | 125        |
| 12.2             | Energigemenskaper kan bidra till att mer flexibilitet byggs – inte bara till att befintlig flexibilitet används bättre | 126        |
| 12.3             | Mer lokal solcell kan möjliggöras – men flexibilitet och produktion måste utvecklas tillsammans                        | 126        |
| 12.4             | Dagens regelverk styr mot kompletterande nät – men virtuell energidelning bör också kunna utvecklas                    | 127        |
| 12.5             | Energigemenskaper kompletterar – snarare än ersätter – aggregatorer, flexibilitetsmarknader och nätavtal               | 127        |
| 12.6             | Incitament bör premiera faktisk nytta – inte bara energidelning                                                        | 128        |
| 12.7             | Tekniken finns i stor utsträckning – spelreglerna avgör om den används                                                 | 129        |
| 12.8             | Energigemenskaper på ett tio-årsperspektiv                                                                             | 130        |
| 12.9             | Framtida forskning och utredningar                                                                                     | 130        |
| <b>13</b>        | <b>Referenslista</b>                                                                                                   | <b>132</b> |
| <b>Bilaga A:</b> | <b>Enkät svar</b>                                                                                                      | <b>139</b> |
| <b>Bilaga B:</b> | <b>Mobilitetsprofiler och antaganden om bilarnas tillgänglighet</b>                                                    | <b>146</b> |
| <b>Bilaga C:</b> | <b>Förslag för mätning och debitering vid energidelning i virtuella nät</b>                                            | <b>149</b> |

# 1 Inledning: Elektrifiering, nätkapacitet och behovet av nya lösningar

Det svenska elsystemet står inför stora förändringar. För att kunna nå de nationellt uppsatta klimatmålen krävs en storskalig elektrifiering, vilket förväntas öka elanvändningen markant. Detta ställer höga krav på de svenska elnäten, som redan idag begränsas av bristande kapacitet i flera regioner runt om i landet vilket riskerar att försena den nödvändiga omställningen. Allt fler aktörer och privatpersoner engagerar sig i energisystemet, samtidigt som nya tekniker och strategier - såsom flexibilitet och samordning – skapar möjligheter att använda energi och befintlig infrastruktur mer kostnads- och resurseffektivt. Ett sätt att organisera en sådan samordning är via energigemenskaper, men hur stora nyttorna för elnätet faktiskt är och vilka förutsättningar som krävs är fortfarande osäkert.

Hur stort det faktiska framtida elbehovet blir, efter att industri och transporter elektrifierats, är ännu osäkert. Scenarier från olika studier landar i ett spann mellan 200–375 TWh elanvändning år 2045. Men även den lägre delen av spannet innebär en kraftig ökning, då den svenska elkonsumtionen legat relativt konstant kring 140–150 TWh under de senaste decennierna<sup>2</sup>. 2024 beslutade riksdagen om ett energipolitiskt planeringsmål att elsystemet ska ge förutsättningar för att leverera den el som behövs för en ökad elektrifiering och för att göra den gröna omställningen möjlig, vilket för närvarande bedöms vara att kunna möta ett elbehov om minst 300 TWh år 2045<sup>3</sup>.

Den ökade elanvändningen innebär stora krav på elnätet. Kapacitetsbegränsningar finns redan i delar av landet, samtidigt som utbyggnaden av både elnät och elproduktion präglas av långa ledtider. Enligt en studie genomförd inom forskningsprogrammet NEPP år 2025 tar det mellan cirka 7,5–20 år att bygga ut ny land- och havsbaserad vindkraft samt kärnkraft, och 7–15 år att bygga ut elnät. Utbyggnadstakten begränsas emellertid av faktorer som hur många och stora projekt som initieras, hur många av dessa som genomförs samt hur lång tid det tar att genomföra dem<sup>4</sup>. Samtidigt kräver utbyggnaden av elnäten stora mängder kapital, tid och resurser. För att möta planeringsmålet beräknar Ellevio att de

<sup>2</sup> Bet. 2023/24:NU14 *Energipolitikens långsiktiga inriktning*, Näringsutskottet.

<sup>3</sup> "Beslut: Energipolitikens långsiktiga inriktning", Sveriges riksdag, 29 maj 2024, [https://www.riksdagen.se/sv/webb-tv/video/beslut/beslut-energipolitikens-langsiktiga-inriktning\\_hbc320240529nu14/?pos=98&autoplay=true](https://www.riksdagen.se/sv/webb-tv/video/beslut/beslut-energipolitikens-langsiktiga-inriktning_hbc320240529nu14/?pos=98&autoplay=true) [Hämtad 2026-09-10]

<sup>4</sup> Erik Lindblom och Mikael Malmaeus, "Forskare: Så här lång tid tar det att bygga ut svenska elsystemet", *Ny Teknik*, 7 maj 2025, <https://www.nyteknik.se/debatt/forskare-sa-har-lang-tid-tar-det-att-bygga-ut-svenska-elsystemet/4358264>. [Hämtad 2025-11-26]

svenska elnätsföretagen tillsammans kommer behöva investera 1000 miljarder kronor i elnäten fram till 2045<sup>5</sup>.

Utvecklingen pekar dessutom på ökade kostnader för traditionell nätutbyggnad, där priserna på centrala nätkomponenter som krafttransformatorer och kablar har stigit kraftigt under senare år även justerat för inflation<sup>6</sup>. En bidragande faktor är den höga internationella efterfrågan på nätkapacitet, komponenter, material och kompetens i takt med att många länder och regioner samtidigt bygger ut sina elsystem. Detta kan i sin tur innebära att samma investeringsbelopp räcker till mindre tillkommande nätkapacitet än tidigare.

Förseningar i nätutbyggnaden kan samtidigt få stora samhällsekonomiska konsekvenser. I en studie genomförd av AFRY år 2023<sup>7</sup> konstateras det att försenade elnätsinvesteringar motsvarar en kostnad om cirka 11 miljarder kronor per år, sett till konsekvenser av fortsatta CO<sub>2</sub>-utsläpp. I samma analys konstateras det att varje miljard kronor som inte investeras i elnätet leder till försenade eller uteblivna investeringar i näringslivet – till ett värde av 8 miljarder kronor förlorat BNP-bidrag, årligen. Minskade investeringar i elnät kan enligt studien också riskera en förlust av cirka 50 000 arbetstillfällen i nya industrianläggningar, vilket genom spridningseffekter skulle kunna påverka mer än 100 000 arbetstillfällen. Nätutbyggnad är därför en central del av elektrifieringen men kostnaderna, resursbehoven och ledtiderna innebär samtidigt att det finns ett behov av lösningar som kan bidra till att använda befintlig nätkapacitet mer effektivt.

Även privatpersoner engagerar sig i energiomställningen. Mellan 2021 och 2025 investerade svenska hushåll omkring 56 miljarder kronor i solceller, batterier och laddboxar<sup>8</sup>. Kostnaden för inköpta elbilar under samma period beräknas ligga runt 98 miljarder<sup>9</sup>. Utvecklingen innebär att en växande mängd lokal produktion, lagring och flexibel elanvändning finns nära elanvändningen. Samtidigt gör digitalisering och nya styrlösningar det möjligt att använda dessa resurser mer aktivt i elsystemet, exempelvis genom att anpassa produktion och konsumtion över tid och därigenom minska effektoppar. Studier visar att sådan flexibilitet i

---

<sup>5</sup> "Ellevios sju inspel till energipolitiska propositionen", Ellevio, 16 oktober 2023, [https://www.ellevio.se/nyheter/ellevio\\_tycker/ellevios-sju-inspel-till-energipolitiska-propositionen/](https://www.ellevio.se/nyheter/ellevio_tycker/ellevios-sju-inspel-till-energipolitiska-propositionen/) [Hämtad 2025-11-26]

<sup>6</sup> IEA, *Building the future transmission grid* (2025), <https://iea.blob.core.windows.net/assets/744ff0bb-905a-4f9f-83e3-2d04ce99e09c/BuildingtheFutureTransmissionGrid.pdf>

<sup>7</sup> AFRY, *Elektrifiering utan elnät? Samhällsekonomiska konsekvenser av försenade elnätsinvesteringar* (2023). [https://afry.com/sites/default/files/2023-11/samhallsekonomiska-konsekvenser-av-forsenade-natinvesteringar\\_v200.pdf](https://afry.com/sites/default/files/2023-11/samhallsekonomiska-konsekvenser-av-forsenade-natinvesteringar_v200.pdf).

<sup>8</sup> "Grönt avdrag", Svensk Solenergi, 2025, <https://svensksolenergi.se/statistik/gront-avdrag-ny/> [Hämtad 2026-08-21]

<sup>9</sup> Siffrorna som använts för beräkningen är att 175 000 elbilar under perioden 2021–2025 har registrerats på privatpersoner. Källa: "ELIS elbilsstatistik", Power Circle, <https://powercircle.org/elbilsstatistik/> [Hämtad 2026-08-17] Priset som användes var 560 000 kr, vilket var genomsnittspriset för de tio vanligaste elbilsmodellerna under 2024. Källa: Kristofer Rask, "Sveriges dyraste och billigaste elbil", *Allt om elbil*, 28 februari 2025, <https://alltomelbil.se/vad-kostar-egentligen-en-ny-elbil-idag/> [Hämtad 2026-08-17]

vissa fall kan utgöra ett kostnadseffektivt alternativ till traditionell nätutbyggnad, genom att frigöra kapacitet i befintliga nät.

Parallellt ökar intresset för nya sätt att organisera energisystemet, där flera aktörer tillsammans kan samordna sina resurser. Energigemenskaper är ett exempel på en sådan struktur, där användare gemensamt kan producera, dela och använda energi, vilket potentiellt möjliggör snabbare och mer optimerade investeringar i flexibilitet än om varje aktör agerar individuellt. Samtidigt är det fortfarande oklart hur stora dessa nyttor kan bli, vilket denna studie syftar till att undersöka.

## 1.1 FRÅGESTÄLLNINGAR OCH MÅL

Målen med projektet är att:

- Kvantifiera nyttor som energigemenskaper kan ge det lokala elnätet.
- Undersöka skillnader mellan parallella likströmsnät och virtuell avräkning.
- Utvärdera vilka digitala lösningar och tekniker som behöver utvecklas och/eller implementeras för att frigöra nyttor från energigemenskaper.
- Beskriva den policyutveckling som behövs för att frigöra nyttorna.

## 1.2 METOD

För att uppfylla projektets mål har flera kompletterande metoder använts. Intervjuer har genomförts med teknikleverantörer, projektledare, representanter från energigemenskaper samt andra aktörer med relevant expertis.

Två workshops genomfördes i oktober 2025 respektive januari 2026. Syftet var bland annat att identifiera centrala utmaningar och behov i elnäten och för energigemenskaper – både i dagsläget och på medellång sikt. På workshoparna deltog cirka 25 personer per tillfälle. Deltagarna representerade framför allt olika elnätsföretag och energibolag samt tekniktjänstleverantörer för flexibilitet, men även ett mindre antal kommunala och regionala aktörer samt forskare, ett fåtal fastighetsbolag och aktiva energigemenskaper representerades. Som komplement till workshoparna besvarade deltagarna även en digital enkät. Workshoparna och enkäten används för att fånga en bredare bild av vilka nyttor, risker och utvecklingsbehov som bedöms relevanta av energigemenskaper, elnätsföretag, energibolag, teknikleverantörer, forskare och andra aktörer. Resultaten från enkäten presenteras även i sin helhet i Bilaga A. Det har här varit viktigt att fånga även de perspektiv som den enskilda energigemenskapen inte alltid har.

För att kvantifiera möjliga nyttor för elnätet har ett flertal modelleringar utförts i Python. Inom ramen för projektet genomfördes även ett examensarbete som kompletterade projektets egna analyser med ytterligare modelleringar samt intervjuer med elnätsexperten. Relevanta delar av examensarbetets resultat har arbetats in i denna rapport.

Projektet har även haft en bred referensgrupp med representanter från elnätsbolag, branschorganisationer, energigemenskaper och teknikleverantörer. Representanter har medvetet valts för att de har olika perspektiv på energidelningens möjligheter, risker och behov av policyutveckling. Tre referensgruppsmöten har genomförts under projektets gång, och referensgruppens synpunkter har på ett bra sätt bidragit till att utveckla och nyansera projektets analyser och slutsatser.

### 1.2.1 Avgränsningar

I denna rapport, och i projektet *Energigemenskaper som stöttar elnätet*, har vi inte gjort några bedömningar eller rekommendationer gällande organisationsformer för energigemenskaper. I rapporten används begreppet energigemenskap som ett samlingsbegrepp för de lokala initiativ för gemensam energidelning som studeras. Vissa intervjuade initiativ betecknar sig inte som en energigemenskap och benämns då energidelningsinitiativ. Analysen fokuserar framför allt på vad samordningen och energidelningen kan åstadkomma tekniskt, snarare än på hur initiativen är juridiskt eller organisatoriskt utformade.

Energidelning kan i princip innefatta alla former av energibärare; inom vårt projekt studeras i första hand energidelning av el.

Analysen har dessutom avgränsats geografiskt till lokalnätet. Många av de systemutmaningar som behandlas i studien – såsom effekttoppar, lokala kapacitetsbegränsningar och spänningsproblem – är lokala till sin natur därför har analysen avgränsats till energidelning inom lokalnätet. Syftet är att möjliggöra en mer direkt koppling mellan energidelning och dess potentiella påverkan på det lokala elnätets belastning. De olika formerna för energidelning och deras geografiska och regulatoriska förutsättningar beskrivs närmare i kapitel 2.

## 2 Energigemenskaper och energidelning

I detta kapitel beskrivs de huvudsakliga formerna för energidelning samt de regulatoriska förutsättningarna i Sverige. Syftet är att ge den bakgrund som behövs för rapportens fortsatta analys.

EU-parlamentet har valt att lyfta fram energigemenskaper som en central del i sin energiomställningspolitik. Detta i syfte att ge medborgarna större makt över sin energisituation ur ett ekonomiskt perspektiv, samt att ge medborgarna bättre möjligheter att bidra till övergången till ett förnybart energisystem genom att motivera investeringar i decentraliserad teknik som solceller och batterilager.

Energigemenskaper innebär sammanslutningar av medlemmar som inom gemenskapen producerar, använder, lagrar och/eller säljer energi. Begreppet introducerades år 2019 i EU:s *Ren energi*-paket<sup>10</sup> som en ny organisationsform på den europeiska energimarknaden.

Tabell 1. Skillnader mellan olika definitioner av energigemenskaper<sup>11</sup>.

|                               | <b>Medborgarenergigemenskaper<br/>(Elmarknadsdirektivet, 2019:944)</b>                | <b>Gemenskaper för förnybar energi<br/>(Förnybartdirektivet, 2018:2001)</b>                                                                                                                     |
|-------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <i>Medlemskap</i>             | Fysiska personer, lokala myndigheter inklusive kommuner, små företag och mikroföretag | Fysiska personer, lokala myndigheter inklusive kommuner, samt små företag och mikroföretag under förutsättning att deras deltagande i gemenskapen inte är deras primära kommersiella verksamhet |
| <i>Geografisk begränsning</i> | Ingen, gränsöverskridande verksamhet kan tillåtas av medlemsstaten                    | Medlemmarna måste vara lokaliserade i närheten av de projekt för förnybar energi som gemenskapen utvecklar                                                                                      |
| <i>Tillåten verksamhet</i>    | Begränsad till elmarknaden                                                            | Kan vara aktiv inom hela energisektorn                                                                                                                                                          |
| <i>Teknik</i>                 | Teknikneutral                                                                         | Begränsad till förnybar energi                                                                                                                                                                  |

<sup>10</sup> "Clean energy for all Europeans package", Europeiska kommissionen, u.d., [https://wayback.archive-it.org/12090/20241209144917/https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package\\_en](https://wayback.archive-it.org/12090/20241209144917/https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en). [Hämtad 2025-12-01]

<sup>11</sup> Energimarknadsinspektionen, *Ren energi inom EU: Ett genomförande av fem rättsakter*, Ei R2020:02 (2020), <https://ei.se/download/18.1e4309991774c3fe50b83bf1/1613135492591/Ren-energi-inom-EU-Ett-genomf%C3%B6rande-av-fem-r%C3%A4ttsakter-Ei-R2020-02.pdf>

Två olika former av energigemenskaper definieras i EU:s elmarknadsdirektiv (2019:944)<sup>12</sup> respektive förnybartdirektiv (2018:2001)<sup>13</sup>: *medborgarenergigemenskaper* respektive *gemenskaper för förnybar energi*, se tabell 1 ovan.

Elmarknadsdirektivet introducerar regler som ska underlätta för konsumenters deltagande – individuellt samt genom energigemenskaper – i att dela energi, och medborgarenergigemenskaperna som beskrivs i elmarknadsdirektivet syftar till att underlätta för medborgare att delta i elsystemet som aktiv deltagare genom att producera, konsumera, dela eller sälja el samt tillhandahålla flexibilitetstjänster såsom energilagring och efterfrågefleksibilitet. Medborgarenergigemenskaperna definieras som en juridisk person som baseras på frivilligt och öppet deltagande, och som de facto kontrolleras av energigemenskapernas medlemmar. Energi-gemenskaperna ska också ha som främsta mål att ge sina medlemmar/delägare – eller energigemenskapernas närområden – miljömässiga, ekonomiska eller sociala samhällsfördelar snarare än att generera ekonomisk vinst<sup>14</sup>.

Gemenskaper för förnybar energi, som beskrivs i Förnybartdirektivet, syftar till att främja användningen av förnybar energi genom att involvera medborgare samt mindre företag och lokala myndigheter i produktion, distribution och användning av förnybar energi. Dessa energigemenskaper definieras också som en juridisk person som styrs av sina medlemmar, och syftar även de i första hand till att ge fördelar ur aspekter av miljö, ekonomi eller sociala faktorer (*ibid.*).

När denna rapport skrivs har regeringen lämnat propositionen *Nya lagar om elsystemet* (Prop. 2025/26:240) till riksdagen, med föreslagna definitioner av energidelning. I korthet avser energidelning elanvändares möjlighet att använda el från förnybara källor som produceras utanför den egna anslutningspunkten, antingen genom eget ägande eller genom överföring av rätt till elen från en producent.

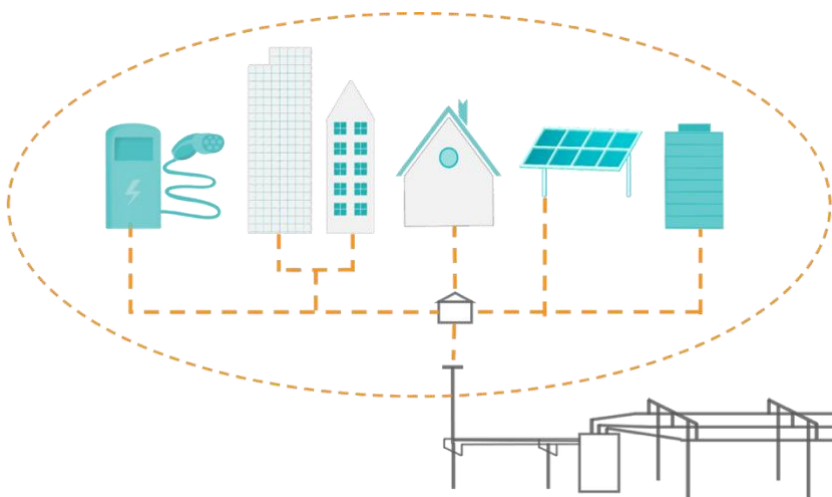
<sup>12</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av direktiv 2012/27/EU, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/?uri=CELEX:32019L0944>

<sup>13</sup> Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2018/2001 av den 11 december 2018 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor, <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj?locale=sv>

<sup>14</sup> Energimyndigheten, *Energigemenskaper. Förutsättningar och förslag på främjandeinsats*, ER 2024:20 (2024), <https://energimyndigheten.w2m.se/System/TemplateView.aspx?p=Arkitektkopia&id=294bae20fa14458da8673d849234874b&q=2024%3A20&lstqty=1>

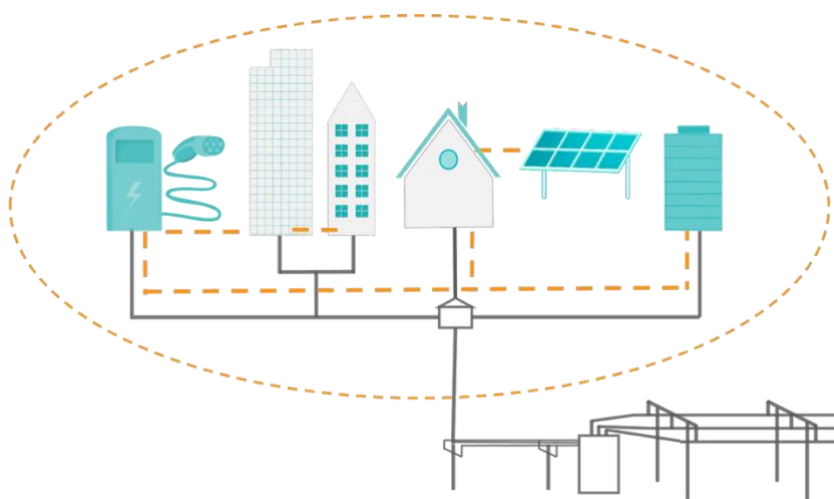
## 2.1 OLIKA FORMER AV ENERGIDELNING

För att dela el inom en energigemenskap finns det olika vägval gällande metod och infrastruktur för energidelningen, skillnaderna mellan dessa utforskas ytterligare i kapitel 5. Teoretiskt sett finns tre alternativ<sup>14</sup>:

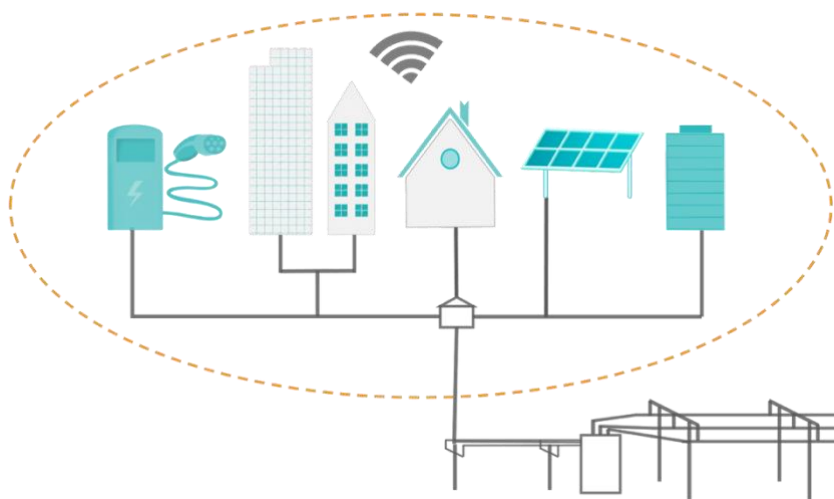


**Helt eget nät**, där flera elanvändare samlar sig bakom en gemensam anslutningspunkt till det koncessionspliktiga nätet. För el som delas i det egna nätet betalas inte nätavgift, energiskatt och elhandelsavgift. En gemensam anslutningspunkt i stället för många separata kan också innebära en lägre nätavgift, men kan begränsa medlemmarnas möjligheter att agera individuellt på elmarknaden, exempelvis genom att välja separata elhandelsavtal. Detta är dock inte nödvändigtvis en teknisk begränsning i det egna nätet, utan kan bero på hur mätning, avräkning och elhandelsavtal hanteras vid den gemensamma anslutningspunkten. Elmarknadsdirektivet ger energigemenskaper rätt att äga och förvalta slutna distributionsnät; rådande svensk lagstiftning kräver dock koncession avseende koncessionspliktigt nät. Eget nät är därmed inte tillåtet i Sverige idag, annat än så kallade icke koncessionspliktiga nät (IKN-nät) avseende nät som har undantagits koncessionsplikt.

Energidelning via eget nät i sin enklaste form – att dela el inom en byggnad – förekommer däremot relativt frekvent i form av individuell mätning och debitering (IMD). I exempelvis flerbostadshus kan separata elnätsabonnemang för lägenheterna ersättas av ett gemensamt abonnemang för byggnaden, med intern mätning och eldistribution bakom den gemensamma anslutningspunkten.



**Eget kompletterande nät**, där energidelningen sker i ett parallellt IKN-nät<sup>15</sup> mellan medlemmarna i energigemenskapen, men där alla byggnader behåller sin anslutning till det koncessionspliktiga nätet. Användarna betalar då inte nätavgift, skatt och elhandelsavgift för el som delas i det interna nätet; elen som delas internt belastar inte heller det befintliga nätet.



**Virtuell delning**, ibland kallat virtuell avräkning, där energidelningen sker genom avräkning av mätvärden baserat på hur mycket el som matas ut eller in från varje anslutningspunkt som ingår i energigemenskapen. Den modell för energidelning som föreslås i propositionen *Nya lagar om elsystemet* motsvarar i huvudsak virtuell delning. Den delade elen matas in i och transporteras genom det ordinarie nätet, medan elleverantören gör ett avdrag för den delade elen från elanvändarens totala uppmätta förbrukning. Det innebär att energidelningen kan genomföras utan att nya elledningar etableras mellan deltagarna och att medlemmarna fortsatt kan ha individuella elhandelsavtal och lämna energigemenskapen. Då elen överförs via det koncessionspliktiga elnätet betalas energiskatt och nätavgift på den virtuellt

<sup>15</sup> Icke koncessionspliktigt nät. För att få bygga och använda elnät krävs normalt tillstånd från Energimarknadsinspektionen, så kallad nätkoncession. IKN-nät omfattas inte av denna tillståndsplikt.

delade elen. Eftersom energidelningen sker genom det ordinarie nätet påverkas den också av kapaciteten och de tekniska förutsättningarna i detta nät.

## 2.2 GEOGRAFISK AVGRÄNSNING

Då virtuell delning sker genom avräkning av mätvärden mellan de anslutningspunkter som ingår i energigemenskapen, finns det i teorin ingen naturlig geografisk avgränsning för energigemenskapens storlek. I propositionen *Nya lagar om elsystemet (Prop. 2025/26:240)* föreslås att energidelning endast ska få ske mellan en inmatningspunkt och en uttagspunkt inom samma elprisområde.

Ett elprisområde kan omfatta ett stort geografiskt område. Den geografiska nivå som är relevant ur ett elnätsperspektiv kan däremot vara betydligt mer lokal och bero på var i nätet produktion, konsumtion och flexibilitet är anslutna. Rapportens analys är därför, som beskrivs i metodkapitlet, avgränsad till lokal energidelning.

## 2.3 FÖRUTSÄTTNINGAR I SVENSKA REGELVERK

Medan EU:s elmarknadsdirektiv och förnybartdirektiv ger två definitioner för medborgarenergigemenskaper respektive gemenskaper för förnybar energi, saknas det idag en enhetlig definition för energigemenskaper i svensk lagstiftning.

Både elmarknadsdirektivet och förnybartdirektivet är en del av EU:s regelverkspaket *Ren energi för alla i Europa*, det så kallade Ren energi-paketet. EU-direktiv är regelverk som medlemsstaterna måste implementera och detaljera i sin nationella lagstiftning, till skillnad mot EU-förordningar som gäller direkt i varje medlemsstat. Sverige är därmed skyldigt att implementera lagstiftning för att genomföra direktiven, men med frihet att sätta detaljerna. I förnybartdirektivet ställs dock vissa grundkrav på det nationella regelverket för funktionen medborgarenergigemenskaper: medborgarenergigemenskaper ska exempelvis ha vissa rättigheter såsom icke-diskriminerande tillgång till organiserade elmarknader, antingen direkt eller genom aggregering; få icke-diskriminerande behandling gällande sin verksamhet; samt inom energigemenskaperna ha rätt att dela den el som produceras av energigemenskapen utan att det påverkar medlemmarnas rättigheter eller skyldigheter som konsument<sup>16</sup>.

År 2020 redovisade Energimarknadsinspektionen (Ei) ett regeringsuppdrag om åtgärder för att genomföra direktiven, där lagförslag som reglerar energigemenskaper i Sverige lades fram; dessa omfattade främst organisationsform för energigemenskaper, men inkluderade även förslag på förändringar i ellagen och lagen om skatt på energi – exempelvis gällande att produktion och konsumtion bakom en gemensam mätpunkt ska undantas

<sup>16</sup> Energimarknadsinspektionen, *Ren energipaketet: En sammanfattning av nya och ändrade bestämmelser i elmarknadsförordningen och elmarknadsdirektivet* (2017), <https://ei.se/download/18.46061409177d7ef93036507a/1616143690441/Sammanfattning-best%C3%A4mmelser-i-direktiv-och-f%C3%B6rordning.pdf>.

energibeskattnings<sup>17</sup>. Dessa föreslagna lagändringar gav dock inte incitament eller undantag för beskattning om energidelningen inom energigemenskapen skulle ske genom virtuell avräkning.

Ei:s lagförslag från 2020 avslogs dock av regeringen i en proposition från 2022, där regeringen gjorde bedömningen att energigemenskaper, så som de beskrivs i de två EU-direktiven, redan fanns i Sverige – och att det inte fanns några hinder mot att bilda nya energigemenskaper, varför det inte heller fanns behov för ny lagstiftning för att genomföra direktivens regler om energigemenskaper<sup>18</sup>.

Genom revideringen av elmarknadsdirektivet 2024 infördes en uttrycklig rätt till energidelning. Medlemsländerna ska enligt artikel 15a se till att alla hushåll, små och medelstora företag samt offentliga organ har rätt att delta. År 2025 redovisade Ei ett nytt regeringsuppdrag, denna gång med en bedömning av vilka åtgärder som krävs för att genomföra nya krav enligt revideringar av både elmarknadsdirektivet och elmarknadsförordningen och lämnade då förslag i de delar som gäller energidelning. I sin rapport skriver Ei att "Många hushåll saknar idag ekonomiska förutsättningar för att till exempel investera i elproduktion på egen hand eller att genomföra kostsamma investeringar i styrutrustning. En energigemenskap kan bidra till effektiva investeringar i förnybar energi och flexibilitet genom att samla personer som på egen hand inte hade kunnat avsätta tid för att utvärdera investeringar i produktion eller flexibilitet, eller där enskilda lösningar inte är kostnadseffektiva."<sup>19</sup>. I rapporten beskriver Ei också att energigemenskaper kan planera både sin elanvändning och sina investeringar utifrån kollektiva behov och elnätens lokala förutsättningar, vilket kan bidra till mer samhällsekonomiskt effektiva investeringar i förnybar energi, flexibilitetslösningar samt effektivt nätutnyttjande. Däremot konstaterar Ei också att energidelning som inte utformas för att bidra till lokal systemeffektivitet inte självklart kan antas bidra till minskade kostnader för elnätet, och att de potentiella nyttor för elnätet som energigemenskaper kan ha inte kan likställas med att energidelning alltid medför dessa nyttor.

I april 2026 lämnade regeringen propositionen Nya lagar om elsystemet (prop. 2025/26:240) till riksdagen. I propositionen behandlas de lagförslag som tagits fram inom både Elmarknadsutredningen (SOU 2025:47) och Energimarknadsinspektionens utredning om energidelning från 2025, vilka båda har remissbehandlats.

<sup>17</sup> Energimarknadsinspektionen, *Ren energi inom EU. Ett genomförande av fem rättsakter*, Ei R2020:02 (2020), <https://ei.se/download/18.1e4309991774c3fe50b83bf1/1613135492591/Ren-energi-inom-EU-Ett-genomf%C3%B6rande-av-fem-r%C3%A4ttsakter-Ei-R2020-02.pdf>

<sup>18</sup> Prop. 2021/22:153 *Genomförande av elmarknadsdirektivet när det gäller nätverksamhet*, Landsbygds- och infrastrukturdepartementet

<sup>19</sup> Energimarknadsinspektionen, *Energidelning och andra nyheter till följd av ändringar i EU:s elmarknadslagstiftning*, Ei R2025:01 (2025), <https://ei.se/download/18.7d378150193deb65c61181ab/1737382889404/En-effektiv-bek%C3%A4mpning-av-marknadsmissbruk-p%C3%A5-grossistmarknaderna-f%C3%B6r-energi-Ei-R2025-02.pdf>

Propositionen innebär att energidelning av förnybar el tillåts mellan elanvändare inom samma elområde. Den delade elen ska dras av från elanvändarens uppmätta förbrukning vid elleverantörens debitering av el. Samtidigt innebär förslaget att energidelning inte ges någon särskild ekonomisk särbehandling. Regeringen anger att den systemansvariga inte bör göra motsvarande avdrag från nätavgiften, eftersom även den delade elen har transporterats genom elnätet, och föreslår inte heller några sakändringar i skattelagstiftningen med anledning av energidelning.

Sammantaget innebär propositionen att energidelning möjliggörs juridiskt, men att den ekonomiska utformningen i stor utsträckning följer befintliga principer för elmarknaden. År 2024 slog Energimyndigheten fast – i redovisningen av ett regeringsuppdrag om att utreda förutsättningarna för energigemenskaper – att energigemenskaper och energidelning omges av otydliga och svårtolkade regelverk, och att ett av de viktigaste behoven framåt är en definition av vad en energigemenskap faktiskt är i svensk kontext<sup>20</sup>.

Denna regulatoriska otydlighet och avsaknad av ekonomiska incitament för energidelning är central för rapporten och behandlas mer utförligt i kapitel 10.

## 2.4 ENERGIGEMENSKAPER OCH ENERGIDELNING I SVERIGE

Fenomenet Energigemenskaper är mer utbrett i Europa och länder som Storbritannien och Tyskland har flera tusen registrerade energigemenskaper<sup>21</sup>. Då det i Sverige inte finns en enhetlig definition för en energigemenskap, är det svårt att kategorisera och registrera svenska energigemenskaper, och det saknas exakta kartläggningar av hur många energigemenskaper som finns i Sverige idag.

I en studie genomförd 2019 uppskattades det finnas cirka 140 svenska initiativ för energigemenskaper; dessa utgjordes till störst del av vindkraftkooperativ (cirka 80 st), ekobyar på landsbygden (cirka 30 st), samt ett tiotal småskaliga centralvärmeorganisationer och ett tiotal solcellsanläggningar lokaliserade på flerbostadshus<sup>22</sup>. Efter att energigemenskaper infördes i europeisk lagstiftning har det tillkommit fler pilotprojekt; dessa är ofta forskningsprojekt som syftar till att demonstrera fördelarna med decentraliserade energisystem, där olika teknologier för elproduktion integreras och olika intressenter samarbetar.

I början av 2026 beviljade Energimyndigheten stöd till 19 projekt inom utlysningen Energigemenskaper och energidelning, där de berättar om ett ovanligt högt

<sup>20</sup> Energimyndigheten, *Energigemenskaper. Förutsättningar och förslag på främjandeinsats*, ER 2024:20 (2024), <https://energimyndigheten.sv.se/System/TemplateView.aspx?p=Arkitektkopia&id=294bae20fa14458da8673d849234874b&q=2024%3A20&lstqty=1>

<sup>21</sup> "Frågor och svar om energigemenskaper", Energimyndigheten, 19 januari 2026, <https://www.energimyndigheten.se/energisystem-och-analys/energisystem-och-analys/energigemenskaper-en-viktig-del-av-framtidens-energisystem/fragor-och-svar-om-energigemenskaper/> [Hämtad 2026-09-03]

<sup>22</sup> Dick Magnusson och Jenny Palm, "Come Together: The Development of Swedish Energy Communities", *Sustainability*, 11.4 (2019), 1056, <https://doi.org/10.3390/su11041056>

söktryck och ansökningar med hög kvalitet<sup>23</sup>. Detta gjorde att Energimyndigheten valde att utöka stödet, som sammanlagt blev 53 miljoner kronor, för att möjliggöra stöd till ännu fler. Det höga söktrycket indikerar att det i svensk kontext finns ett stort intresse för att utforska möjligheterna kring energigemenskaper och energidelning.

Inom ramen för detta projekt har semistrukturerade intervjuer genomförts med aktörer som på olika sätt arbetar med energigemenskaper, energidelning eller tekniska lösningar för lokal energisamverkan.

Intervjuerna har utgått från projektets frågeställningar och behandlat aktörernas utgångspunkt och ingående energiresurser, val av energidelningsmetod, upplevda eller förväntade nyttor, tekniska lösningar och framtida teknikbehov samt policy, reglering och incitament. Inspel från intervjuerna presenteras i respektive kapitel inom rapporten.

## 2.5 INTERVJUADE ENERGIDELNINGSAKTÖRER

**Hammarby Sjöstad** är en energigemenskap i befintlig stadsmiljö som etablerades 2023 i samarbete med ElectriCITY Innovation och andra aktörer. Initiativet omfattar i dagsläget omkring tio bostadsrättsföreningar med 100–200 lägenheter vardera, där varje förening representeras av en energiansvarig. På sikt finns en ambition att involvera fler av områdets bostadsrättsföreningar och fastighetsägare. Energigemenskapen äger ännu inga gemensamma energiresurser, men flera deltagande föreningar har egna solcellsanläggningar och andra resurser, såsom värmepumpar, laddinfrastruktur och i vissa fall batterier. Själva energi/effektdelningen har vid intervju-tillfället inte påbörjats, då fokus hittills legat på organisation och framtagande av teknisk lösning för att möjliggöra transparens och styrbarhet av ingående resurser. Energigemenskapen bildades från början som ett forskningsprojekt finansierat av Energimyndigheten. Denna intervju hölls med en representant från energigemenskapen.

**Tamarinden i Örebro** är en del av stadsutvecklingsprojektet Smart Säker Stad och omfattar cirka 800 lägenheter samt lokaler och en förskola. Området byggs av flera fastighetsägare, där ÖrebroBostäder är en av de drivande aktörerna. Redan i planeringsskedet formulerades en gemensam energi- och klimatambition för området, där solceller, energilagring, fysisk energidelning och samordnad styrning ingick. Projektet bygger vidare på ÖrebroBostäders tidigare arbete med fastighetsautomation, men har utvecklats mot områdesautomation där flera byggnader ska kunna samverka energimässigt. På sikt är målet att man ska nå stadsautomation. Intervjun utfördes med en representant från ÖrebroBostäder.

**Rigoletto samfällighetsförening** består av 45 kedjehus i norra Stockholm. Området byggdes 1970 och föreningen ansvarar, genom ett anläggningsbeslut, för ett lokalt elnät som sammansätts av servisskåp med huvudsäkringar och

<sup>23</sup> "Nya insikter banar väg för framtidens energigemenskaper", Energimyndigheten, 26 januari 2026, <https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2026/nya-insikter-banar-vag-for-framtidens-energigemenskaper/> [Hämtad 2026-09-03]

elledningar som går över fastighetsgränser. Föreningens elnät har sju anslutningspunkter till lokalnätet. Elnätet har under 2026 kompletterats med ett system för att testa och utvärdera möjligheterna med lastbalansering och laststyrning. Samfälligheten etablerades långt innan begreppet energigemenskap började användas, men den fungerar som ett exempel på kollektiv lokal styrning av elanvändning. Intervjun utfördes med en representant från föreningen.

**BRF Sparven i Forshaga** omfattar 117 bostäder fördelade på fyra huskroppar och två fastigheter. Föreningen har installerat solceller på samtliga bostadshus, med en total installerad effekt på cirka 450 kWp, samt ett internt nät som gör det möjligt att dela el mellan byggnaderna. Föreningen använder Ferroamps EnergyHub för omvandling mellan likström och växelström samt för styrning av energiflöden. BRF Sparven har även IMD och fyra abonnemang mot nätägaren, samtidigt som tidigare individuella lägenhetsabonnemang har sagts upp. Föreningen har ersatt fjärrvärme med värmepumpar kopplade till bergvärme och frånluftsåtervinning och undersöker även möjligheter till batterier och värmelagring. Intervjun utfördes med en anställd på konsultbolaget Energieffekt, som hjälpte BRF:en att få till dessa initiativ. Initiativet till energidelning var inte något som fanns som utgångspunkt, utan det sammanföll med ett intresse från kunden samt att det fanns ett EU-bidrag "energieffektivisering i flerbostadshus" där de fick beviljat stöd bland annat för att bygga ett likströmsnät.

**Morgongåva** är ett företagsområde där flera aktörer tillsammans undersöker möjligheten att utveckla lokal energidelning. I området finns stora logistikcenter, fastighetsägare och ett lokala el- och värmebolag. Bakgrunden är att fastighetsägarna vill installera mer solceller på taken, men att kapaciteten i det överliggande regionnätet begränsar möjligheterna. Projektet är fortfarande i ett utredande skede och omfattar frågor om organisationsform, ägande, styrning och om lösningen ska omfatta enbart el eller även värme. Intervjun utfördes med en representant från Stiftelsen för samverkan mellan universiteten i Uppsala, näringsliv och samhälle (STUNS) som är en av drivkrafterna bakom projektet.

**Almunge** i Uppsala kommun är en planerad energigemenskap som ska vara ett exempel enligt en klassisk EU-modell, och kommer inkludera virtuell delning. I Almunge finns flera olika typer av aktörer, bland annat skolor, bostäder och andra verksamheter, där flera redan har solceller. En viktig utgångspunkt är att aktörerna i området redan har kontakt med varandra och att resurserna till stor del finns på plats. Projektet ses därför som ett sätt att börja organisera samverkan och avräkning mellan aktörer, snarare än att inledningsvis bygga ny fysisk infrastruktur.

**Sydöstra stadsdelarna** är en planerad framtida stadsdel i Uppsala kommun, där 21 500 bostäder planeras att byggas. I området planeras omfattande lokal produktion till följd av det omarbetade direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD). Även batterier, mobilitetshus och ett kompletterande elnät planeras i området. Denna intervju samt intervjun om Almunge har utförts med en representant från Uppsala Kommun.

Utöver dessa fall har en intervju genomförts med en representant från ViaEuropa, som utvecklar systemkonceptet **Energy Net** och bidrar med ett

teknikleverantörsperspektiv. Systemet består av ett öppet energiprotokoll, energiroutrar och en operatörs- eller marknadsplatsfunktion. Energiroutrarna är galvaniskt frångilda och fungerar därmed som en elektrisk barriär mellan fastighetens interna elsystem och det överliggande elnätet, vilket gör att störningar eller förändringar på den ena sidan inte direkt fortplantas till den andra. Ett energidelningsexempel som lyfts i intervjun är **kvarteret Pottugnen** i Lund, där Energy Net ska användas för fysisk energidelning inom ett fastighetsbestånd med internt elnät, solceller, batterier och energiroutrar. Projektet omfattar två fastigheter, tio byggnader, cirka 270 bostäder, en kommersiell hyresgäst, tio energiroutrar, tio batterier om 100 kWh, 600 kWp solceller och kommer att använda individuell mätning och debitering (IMD).

### 3 Utmaningar och behov i de lokala elnäten

Den ökande elektrifieringen i samhället har de senaste åren lett till långa ledtider för de aktörer som vill ansluta till elnäten. Som nämndes i inledningen riskerar detta att leda till både högre kostnader, högre koldioxidutsläpp och förlorade arbetstillfällen. Det finns därför all anledning att se över hur elnäten används idag och om det finns möjlighet att använda det befintliga elsystemet mer effektivt, som ett komplement till att ny nätkapacitet byggs ut. Samtidigt beror begränsningarna i elsystemet inte enbart på hur mycket el som används totalt, utan i hög grad på när och var användningen uppstår, hur det aktuella nätet är dimensionerat och nya användarmönster som nätet inte designades för.

Inom ramen för det här projektet undersöks hur lokal energidelning inom en energigemenskap kan bidra till nyttor för elnätet. För att identifiera vilka åtgärder som kan bidra till ett mer effektivt nätutnyttjande krävs först en förståelse kring vilka utmaningar som finns i dagens elnät, vilket vi analyserar inledningsvis i detta kapitel. Därefter följer ett avsnitt om vilka nyttor som lokal energidelning kan ge.

#### 3.1 ELNÄTETS UTMANINGAR

Elnätsägarna har idag flera drivkrafter och behov som behöver tillgodoses för att upprätthålla ett väl fungerande elsystem. Det handlar både om att ansluta nya kunder till elnätet samtidigt som de ska kunna hantera de nya resurser som tillkommer i elnätet och de nya användarmönster som både befintliga och nya elanvändare bidrar till. Detta medan elsystemet är fortsatt robust och tillförlitligt och infrastrukturen kan tillhandahållas till för kunderna rimliga och för industrin konkurrenskraftiga priser. Därtill behöver elnätsverksamheten moderniseras och digitaliseras samt leva upp till ny EU-reglering som ställer krav på nya förmågor när nätagarna ska ta sig an rollen som systemoperatör, DSO.

Allt detta skapar sammantaget en utmanande situation för våra nätagare, som finns i varierande storlek och därmed också har varierande förmåga och resurser.

De senaste åren har kapacitetsbrist i elnätet diskuterats i stor utsträckning som en konsekvens av att allt fler användare vill ansluta eller öka sin elanvändning. Många lokala elnät har industrier och kommuner som vill växa eller elektrifieras vilket framöver kommer skapa än större utmaningar, samtidigt är effektivare nätdrift något som kan hålla ner kostnaderna för både omställningen och kunderna. Det finns ett stort värde i att redan nu identifiera de verktyg som kan bidra till att hantera kapacitetsbrist och förbättra nätutnyttjandet. Flera av de utmaningar som lokala elnätsägare står inför och som identifierats av projektet kretsar därför just kring olika former av kapacitetsbegränsningar:

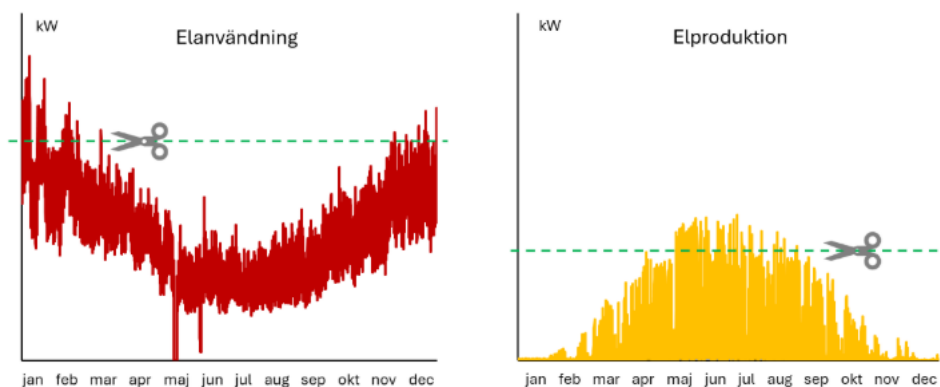
- **Effektutmaningar vintertid**, höga effektuttag kopplade till elvärme, elbilar och industri kan skapa toppar som blir dimensionerande för elnätet.
- **Spännings- och kapacitetsutmaningar sommartid**, bland annat på grund av hög inmatning från solceller, kan begränsa hur mycket mer solexproduktion som kan anslutas eftersom produktionen sker samtidigt.

- **Lokala flaskhalsar i lokalnäten samt i regionnäten**, kan uppstå på olika platser vid olika tillfällen och inte alltid lätt byggas bort, vilket kan leda till att nyanslutningar bromsas.

Elnäten ska dimensioneras för att klara den högsta förväntade elanvändningen – snarare än den genomsnittliga användningen<sup>24</sup>. Det innebär att investeringar görs för att hantera ett begränsat antal timmar med hög användning, men att det under stora delar av året finns ledig kapacitet. I takt med ökad elektrifiering och alltmer variabel produktion uppstår dessa toppar oftare, men de är ofta begränsade till en kortare tid. Detta skapar en situation där kapacitetsbrist och outnyttjad kapacitet kan existera parallellt i systemet.

Nya tekniker och strategier, som exempelvis flexibilitet<sup>25</sup>, ger därmed verktyg som kan avhjälpa kapacitetsutmaningar på ett resurs- och kostnadseffektivt sätt genom att kapa dessa toppar på ett tillförlitligt sätt för nätägaren. Vid ett strategiskt användande av flexibilitet kan vissa nätinvesteringar till och med skjutas upp – eller rentav undvikas. Då kan resurser hos nätbolagen prioriteras till de nätförstärkningar som är mer prioriterade.

Med hjälp av flexibla resurser kan det vara möjligt att kapa topparna för både uttag från och inmatning av el till nätet. Figur 1 nedan illustrerar detta. Både elanvändning och elproduktion varierar över tid, och det är topparna som blir dimensionerande för nätet. Om dessa toppar kan reduceras kan behovet av nätkapacitet minska, utan att den totala energianvändningen förändras.



**Figur 1.** Exempel på hur profilen för den lokala användningen och produktion av el kan se ut för en nätstation.

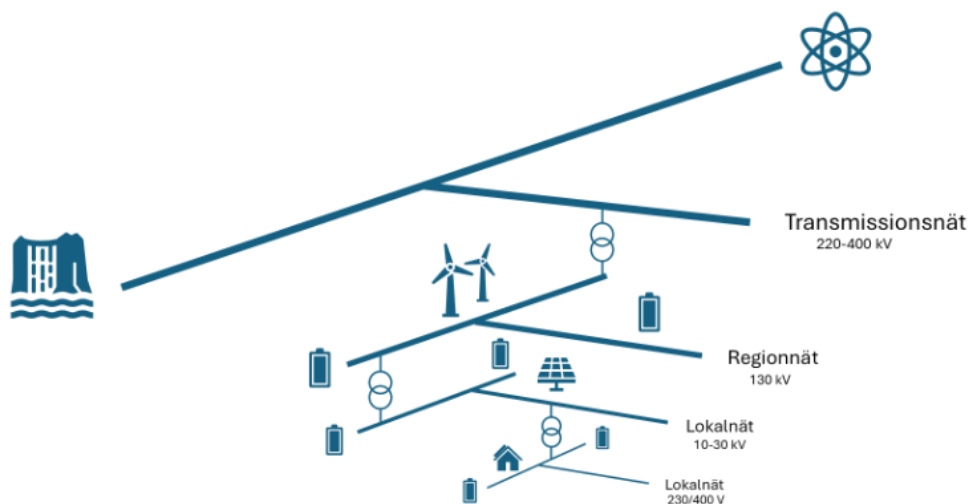
Samtidigt är elsystemet uppbyggt som en hierarki av olika spänningsnivåer, från lokalnät till regionnät och vidare upp i systemet, vilket illustreras i Figur 2 nedan. Kapaciteten behöver vara tillräcklig på alla nivåer. En lokal flexibel resurs bör i första hand användas för att avhjälpa lokala kapacitetsbrister, medan flera lokala resurser kan samordnas (aggregeras) för att göra nytta högre upp i systemet. Detta

<sup>24</sup> "Flexibilitet i elsystemet", Energimarknadsinspektionen, 22 januari 2025, <https://ei.se/bransch/flexibilitet-i-elsystemet> [Hämtad 2026-07-06]

<sup>25</sup> Flexibilitet kan innebära att elanvändning flyttas i tid, att lokal produktion lagras eller att energilager matar ut lagrad energi. Läs mer i: Power Circle, *Vad är flexibilitet?* (2024), <https://powercircle.org/vad-ar-flexibilitet.pdf>

innebär också att styrningen av flexibla resurser behöver ske med hänsyn till nätets olika nivåer. En åtgärd som är positiv utifrån perspektivet på en högre nivå kan leda till problem på lokal nivå, som exempelvis överbelastning eller spänningsproblematik.

Ett exempel är Svenska kraftnäts stödtjänstmarknader, som i stor grad drivits på utbyggnaden av flexibla resurser. Stödtjänstmarknadernas huvudsakliga syfte är att upprätthålla balansen mellan produktion och användning i elsystemet som helhet och hantera störningar, exempelvis om ett större kraftverk eller en utlandsförbindelse faller bort. Aktörer med styrbara resurser kan få ersättning för att hålla dessa tillgängliga och snabbt reagera på förändringar, som bland annat avspeglas i elsystemets frekvens. Styrningen utgår därmed från behov på systemnivå och sammanfaller inte nödvändigtvis med behoven i det lokala nätet. Om många resurser inom samma område reagerar samtidigt kan det därför i vissa situationer uppstå lokala belastningsproblem.



**Figur 2.** Schematisk bild av elsystemets uppbyggnad där flexibla resurser kan anslutas på olika nivåer.

I en studie från 2025, genomförd av Plexigrid och Ellevio i projekt FlexAbility<sup>26</sup>, konstateras det att verklig samhällsnytta kan uppstå när flexibilitet används för att hantera faktiska kapacitetsbegränsningar i överliggande nät, till exempel för att möjliggöra fler anslutningar i nätområden där kapaciteten annars inte räcker till. Enligt en simulering från studien – där flexibilitet använts som alternativ till ett nätförstärkande projekt i syfte att kunna ansluta ny elanvändning med en planerad effektpåverkan på 8,7 MW – kunde behoven hanteras med en begränsad mängd av flexibilitet om 2,6 MWh till en kostnad om endast 26 000 kronor per år, jämfört med traditionell nätförstärkning som skulle kosta cirka 22 miljoner kronor.

För att även i praktiken kunna ersätta nätförstärkningar och -investeringar med flexibilitet krävs det dock enligt studien att elnätsföretagen har tillgång till korttidsprognoser av mycket god kvalitet, och ett utbud av flexibla resurser som

<sup>26</sup> Power Circle, *FlexAbility – Potential, värde och målkonflikter för nya flexibilitetsresurser. Delrapport 3: Det ekonomiska värdet av flexibilitet för lokala elnät* (2025), [https://powercircle.org/flexability\\_delrapport\\_3.pdf](https://powercircle.org/flexability_delrapport_3.pdf).

kan aktiveras exakt vid de tidpunkter som flexibiliteten behövs. För detta krävs en högre digitaliseringsgrad än den som noteras hos elnätsföretag idag och ett större utbud av flexibla resurser lokalt i elnäten.

Detta visar att frågan inte enbart handlar om att förstå var kapacitetsbristen finns, utan också om när den uppstår och att då ha förmåga att avropa flexibilitet på ett korrekt och tillförlitligt sätt. Flera nätägare som idag arbetar med köp av flexibilitet vittnar om ett behov av att tillföra mer flexibilitet till systemet på rätt platser, för att öka likviditeten och pålitligheten i marknaderna. Resurserna behöver sedan även styras och organiseras på ett sätt som är förenligt med både nätets och resursägarens behov. Användandet av flexibilitet kräver därmed en hög grad av samordning mellan flera aktörer, vilket gör att nya sätt att organisera elsystemet, exempelvis via energidelning och energigemenskaper, kan vara av intresse.

Ett annat övergripande problem som lyftes fram i diskussionerna gällande utmaningar i elnäten var också att deltagarna ansåg att nätägare sällan upplever "akuta" driftproblem. Det handlar snarare om möjliga risker i framtiden, vilket kan skapa en försiktighet i nätplaneringen. I vissa fall kan detta påverka kunder och deras möjlighet till elektrifiering och samhällsutveckling. Det är därmed inte alltid nätägaren själv som ser den direkta kostnaden av försenade nätanslutningar.

På medellång till längre sikt har ytterligare utmaningar identifierats för de lokala elnäten. Bland annat resursbrist, gällande både kapital, material och entreprenörer samt begränsad framkomlighet i mark och miljö kopplad till tillståndprocesser och behovet av samexistens med andra samhällsvärden, vilket gör det svårt att bygga ut elnätet i den takt som behövs för att möta samhällets behov enbart med traditionell nätförstärkning. Därtill har kostnaderna för centrala nätkomponenter ökat kraftigt under senare år, vilket kan innebära att samma investeringsbelopp räcker till mindre tillkommande nätkapacitet än tidigare. Klimatförändringarnas påverkan på användarmönster samt behov av bättre risk- och sannolikhetsbedömningar i nätplaneringen lyftes också som viktiga områden.

En fråga som också blivit mer aktuell de senaste åren är elsystemets beredskap och vilken resiliens och robusthet elnäten har vid störningar eller yttre påverkan. Flera aktuella regeringsuppdrag adresserar frågor om beredskap och möjligheten till att driva olika delar av elnätet i ö-drift. I takt med en ökad elektrifiering av samhället ökar också sårbarheten om elsystemet slås ut. Detta gör att frågor om beredskap samt förmågor som ö-drift och dödnätsstart blir allt viktigare för nätägarna.

Sammantaget visar vår analys att de lokala elnäten står inför flera utmaningar givet de förändringar som pågår i elsystemet och den geopolitiska utvecklingen i världen. Elsystemet ska samtidigt växa och behålla sin leveranssäkerhet. Organisationerna ska bygga upp helt nya förmågor och i större utsträckning ta hjälp av tjänster från sina elkunder. Det är också tydligt att elnätets utmaningar inte enbart kan förstås som en fråga om ökad elanvändning i allmänhet. Snarare handlar de i stor utsträckning om att användningen varierar över tid, mellan säsonger och olika delar av elsystemet. Det innebär att kapacitetsfrågan i hög grad blir en fråga om effekt, samtidighet och lokala förhållanden.

### 3.2 POTENTIELLA NYTTOR FÖR ELNÄTET

I detta avsnitt sammanställs de nyttor som identifierats genom projektets möten, intervjuer, workshopar och enkät. Även litteraturstudier av tidigare genomförda projekt och regeringsuppdrag har använts. I sitt regeringsuppdrag<sup>27</sup> från 2024 pekar Energimyndigheten på fyra områden där energigemenskaper kan bidra – lokalt engagemang, mer förnybart och miljönytta, nytta för elnätet och elsystemet samt robusthet och resiliens. För de lokala nätägarna är delar från flera av dessa identifierade områden relevanta att undersöka vidare.

- Effektivt nätutnyttjande**  
 Energigemenskaper och energidelning kan på flera sätt bidra till ett mer effektivt nätutnyttjande. Framför allt genom gemensam styrning av resurser som kan kapa höga effekttoppar både vintertid och sommartid. Genom att jämna ut profilen för energigemenskapen kan utrymme skapas i elnäten för nya användare och produktionsanläggningar. Detta kan leda till att behov av nätförstärkningar skjuts på framtiden, eller i vissa fall undviks helt. Genom att lokal energidelning kan leda till att mer el färdas kortare sträckor i elnätet minskar också nätförlusterna i elnätet. När kunder ges incitament att egenanvända mer lokal produktion eller kapa effekttoppar vintertid kan det i förlängningen leda till att gemenskapen bygger upp en större flexibel förmåga vilket också kan nyttjas av elnätet.
- Förbättrad elkvalitet och spänningshållning**  
 I takt med att allt fler kunder skaffar solelsanläggningar stöter många lokalnätsägare på utmaningar med spänningshållningen i elnäten när många anläggningar matar ut el samtidigt. Elproduktionen överstiger ibland den lokala konsumtionen i området och börjar därmed matas ut och uppåt i nätet, vilket kan ses som "baklänges" utifrån hur elsystemet är byggt. Genom att öka egenkonsumtionen av solel i ett område kan dessa inmatningstoppar kapas, vilket kan förbättra spänningshållningen och även förutsättningarna för att installera mer solelproduktion i området. En potentiell nytta som identifierats är därmed möjligheten till en ökad andel förnybar elproduktion, där nätkapaciteten annars begränsat utbyggnaden. Därtill kan batterier och annan kraftelektronik som installeras av kunder potentiellt bidra till förbättrad elkvalitet lokalt om behov för det finns.
- Ökad robusthet och resiliens**  
 Frågor om robusthet, resiliens och beredskap har de senaste åren blivit än mer aktuella, där Sveriges elsystem inte bara ska kunna återstartas som helhet utan även kunna återstartas lokalt och drivas i ö-drift. Ur ett nätägarperspektiv blir det därför mer intressant med energigemenskaper om de har potential att bidra till resiliens och beredskap, särskilt om de kan leverera förmågor som ö-drift eller dödnätsstart. Men även förmågor

<sup>27</sup> Energimyndigheten, *Energigemenskaper. Förutsättningar och förslag på främjandeinsats*, ER 2024:20 (2024), <https://energimyndigheten.se/w2m.se/System/TemplateView.aspx?p=Arkitektkopia&id=294bae20fa14458da8673d849234874b&q=2024%3A20&lstqty=1>

att leverera flexibilitet och stabil elkvalitet som kan förebygga att nätet går ner alls är av vikt för att lokalnätsägarna ska nå upp till kraven som lokala systemoperatörer, DSO:er, och kunna hantera stabiliteten i det egna nätet på nya sätt. Både mer lokal produktion, energilager och flexibel styrning kan bidra till att öka den lokala leveranssäkerheten, vilket kan komma med energidelning. Om energigemenskaper har möjlighet att gå i ö-drift en viss tid vid strömavbrott skulle även kunderna bli mindre påverkade av oförutsedda händelser som kan uppstå i det lokala elnätet.

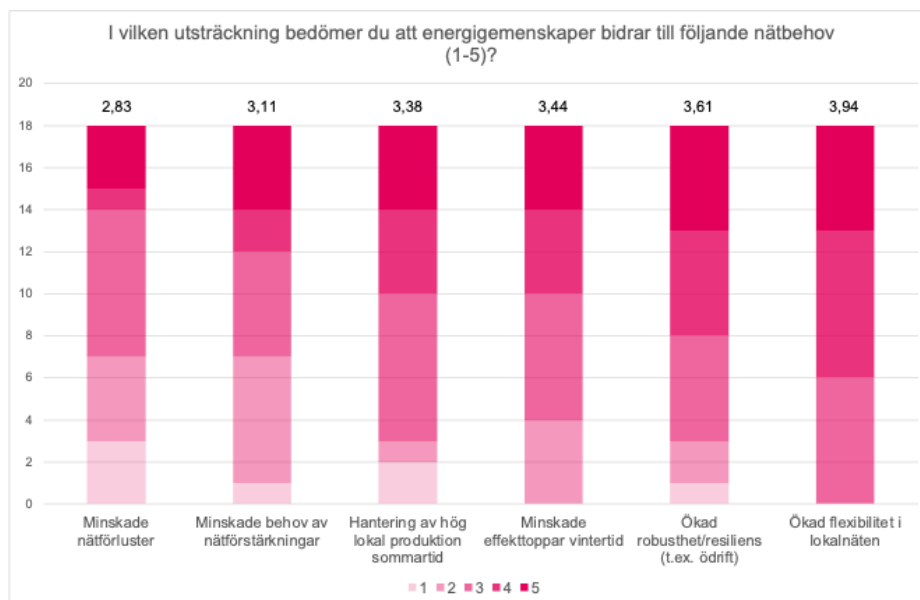
- **Ökat kundengagemang och sektorskoppling till värme**

Flera aktörer lyfter fram att energidelning och energigemenskaper kan bidra till både ökat kundvärde och kundengagemang. Flera nätbolag ser att en önskad kunskapsnivå hos kunder är till nytta för deras egen verksamhet, och för att underlätta förståelse och acceptans för nätutbyggnad och andra förändringar som behöver ske. Ökat lokalt samarbete kan även bidra till ökad resiliens genom bland annat ökad förståelse och ansvarskänsla för systemet i svåra driftsituationer<sup>28</sup>. Det finns också möjlighet att omvandla överskottsel till värme och antingen använda värmen lokalt, mata in till fjärrvärmenätet eller säsongslagra. Detta visar att nyttor från energigemenskaper inte nödvändigtvis är begränsade till elnätet, utan också kan uppstå genom sektorskoppling. Något som i förlängningen kan avlasta eller stärka det lokala elnätet.

---

<sup>28</sup> Power Circle, *Social hållbarhet i energiomställningen* (2025), [https://powercircle.org/social\\_hallbarhet.pdf](https://powercircle.org/social_hallbarhet.pdf)

Enkätsvaren visar att respondenterna ser potential för energigemenskaper att bidra till flera typer av elnätsbehov. Skillnaderna mellan svarsalternativen är dock relativt små, och resultaten bör därför inte tolkas som en rangordning mellan nyttor. De används i stället som en indikation på vilka nyttor deltagarna bedömer som relevanta att analysera vidare. Fullständiga enkätresultat visas i Bilaga A.



**Figur 3.** Respondenternas bedömning av i vilken utsträckning energigemenskaper kan bidra till utvalda elnätsbehov, på en skala från 1 till 5. Figuren visar både fördelning av svar och medelvärdet av alla svar. Resultaten bör tolkas som indikativa. Fullständiga enkätresultat redovisas i bilaga A.

I workshopparna och den efterföljande enkäten diskuterades också vilka konkreta funktioner och beteenden som energigemenskaper kan bidra med för att möta elnätets behov. De funktioner som lyftes tydligast var kollektiv effektbegränsning, lokal energilagring, laststyrning och lastbalansering, samordning mellan flera fastigheter och kunder samt aggregering av resurser. Även digitalisering, prognoser och realtidsförmåga lyftes som viktiga möjliggörare, eftersom energigemenskaper kan fungera som en mellanstruktur för styrning och automation utan att varje enskild kund behöver hantera den tekniska komplexiteten.

Sammantaget pekar materialet på att energigemenskapers potentiella nätnytta inte uppstår enbart genom att el delas eller avräknas mellan aktörer. Nyttan uppstår framför allt när energidelningen kombineras med lokal samordning, styrning, flexibilitet och investeringar i resurser som kan bidra till elnätets behov. Det är dock viktigt att notera att dessa nyttor inte uppstår automatiskt eller i varje energigemenskap utan vilka nyttor som faktiskt kan realiseras avgörs i hög grad av hur energigemenskaperna utformas och placeras geografiskt och huruvida det finns ekonomiska incitament som styr på ett effektivt vis.

### 3.3 NYTTOR SOM UNDERSÖKS I STUDIEN

Några av de nyttor som identifieras i detta kapitel kommer att analyseras kvantitativt i nästa kapitel genom modellering. Vilka nyttor som analyseras avgörs dels av vad som är möjligt att analysera givet den data som projektet har tillgång till, dels av vilka nyttor som ansetts vara viktiga.

Vid båda workshoptillfällena fanns det en bred samsyn om att mer tillförd flexibilitet i lokalnäten är den enskilt viktigaste nyttan från energigemenskaper. Detta kopplades till energigemenskapers potential att kapa effekttoppar vintertid, hantera hög produktion sommartid, samt jämnna ut belastningen i elnäten över dygn och veckor. Projektet har därför formulerat tre hypoteser som undersökts kvantitativt i den utsträckning det varit möjligt givet projektets tid och resurser.

- **Kapade effekttoppar** – Ger lokal energidelning *bättre styrning* av flexibla resurser när resurserna används gemensamt i stället för individuellt?
- **Mer solenergi** – Möjliggör lokal energidelning *mer installerad* sol?
- **Fler investeringar** – Skulle incitament för lokal energidelning ge ett *större utbud* av flexibla resurser?

Övriga nyttor som ökad resiliens, kundengagemang samt sektorskoppling lämnas utanför den kvantifierade delen av rapporten, men berörs kvalitativt i analyser och intervjustudier och diskuteras därför i viss grad i kapitel 8.

## 4 Kvantifiering av nyttan att kapa toppar

För att kvantifiera vilken nytta energigemenskaper kan bidra med till det lokala elnätet har en fördjupad analys genomförts i form av en modellering. Analysen syftar till att undersöka hur samordning mellan kunder inom samma nätstation kan påverka belastningen i elnätet. Detta visar den potentiella nätnytta som gemensam styrning, exempelvis inom en energigemenskap, kan bidra med till det lokala elnätet. Modelleringen visar därmed potentialen i samordnad styrning av flexibla resurser, men inte det specifika mervärdet av energigemenskapen som organisationsform. Motsvarande samordning kan även organiseras på andra sätt, vilket diskuteras vidare i kapitel 9.

En viktig del av nätnyttan handlar om att minska de högsta belastningstopparna. Elnät dimensioneras i hög utsträckning utifrån den högsta förväntade belastningen, vilket innebär att ett begränsat antal timmar kan få stor betydelse för behovet av nätförstärkningar. I de analyser som undersöker effekttoppar används därför medelvärden av de tre högsta topparna under året som indikator på den dimensionerande belastningen i respektive nätstation. Det gör resultatet mindre känsligt för en enskild extremitimme, samtidigt som det fångar den typ av belastning som är mest relevant ur ett nätplaneringsperspektiv.

Om dessa toppar kan reduceras genom samordnad styrning av flexibla resurser kan befintlig nätkapacitet utnyttjas mer effektivt. Det kan i sin tur möjliggöra anslutning av fler kunder, flexibla resurser eller lokal produktion utan att nätet behöver förstärkas omedelbart. I områden där kapacitetsbrist annars uppstår kan detta bidra till att skjuta upp, minska eller undvika kostsamma nätinvesteringar. Kostnadsbesparingen uppstår alltså inte främst genom att den totala elanvändningen minskar, utan genom att behovet av ny eller förstärkt nätkapacitet kan reduceras när de dimensionerande belastningstopparna sänks.

Som underlag för analysen används konsumtionsdata från sju lokala nätstationer med olika karaktärstik från Jämtkrafts och Öresundskrafts elnät. Nätstationerna representerar olika typer av områden – stad, ytterstad och glesbygd – och omfattar både hushåll och verksamheter med varierande förbrukningsmönster.

**Tabell 2.** Tabellen visar de nätstationer vars konsumtionsdata modelleringen utgått från.

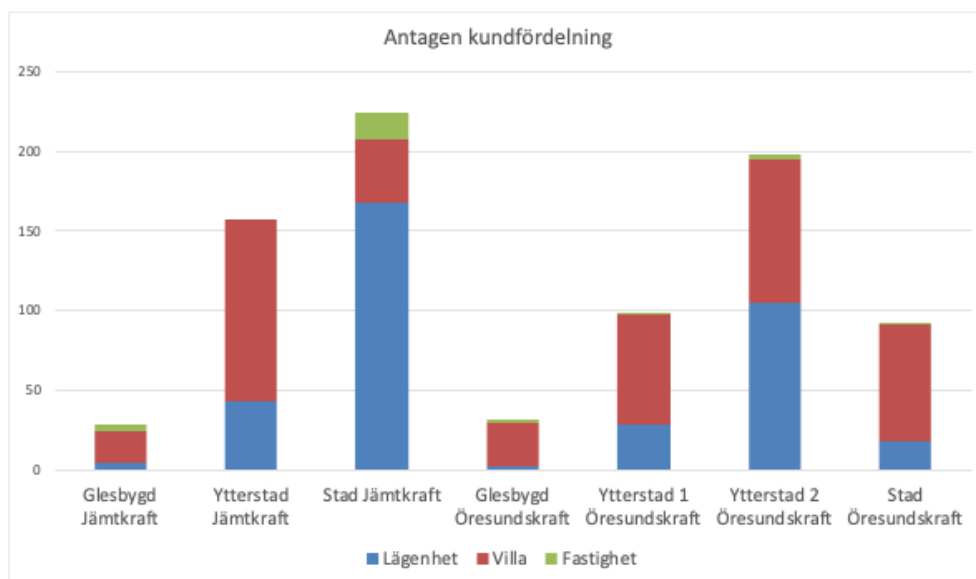
| Nätstation  | Nätägare      | Antal elnätskunder |
|-------------|---------------|--------------------|
| Stad        | Jämtkraft     | 224                |
| Ytterstad   | Jämtkraft     | 157                |
| Glesbygd    | Jämtkraft     | 28                 |
| Stad        | Öresundskraft | 92                 |
| Ytterstad 1 | Öresundskraft | 99                 |
| Ytterstad 2 | Öresundskraft | 198                |
| Glesbygd    | Öresundskraft | 32                 |

Modelleringarna i detta kapitel kan avse både en energigemenskap med kompletterande nät och virtuell delning. Baserat på årsförbrukningen för respektive kund görs ett antagande om kundernas boende:

**Tabell 3.** Uppskattad fördelning av kunder under nätstationerna.

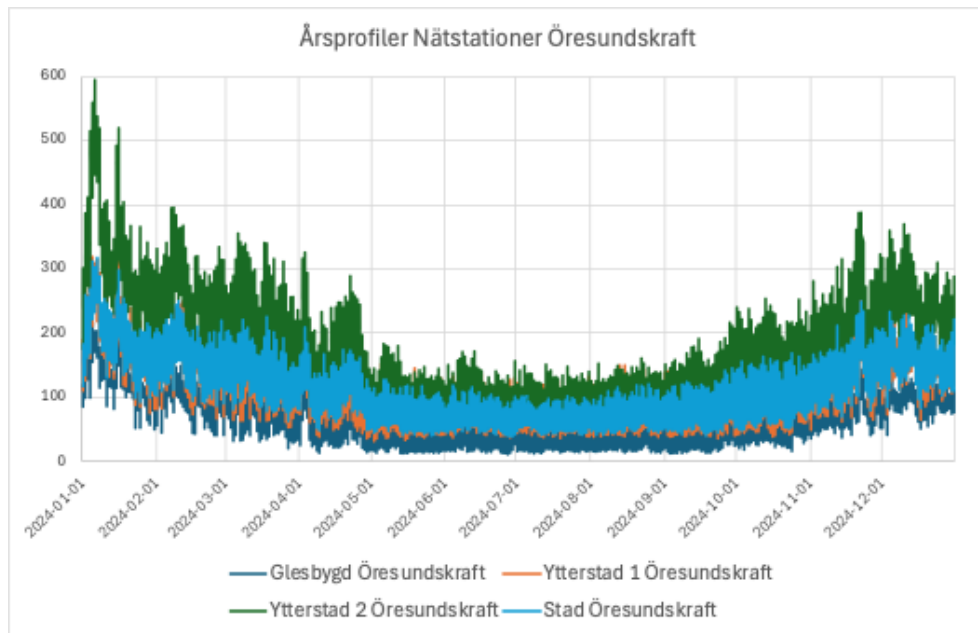
| Årsförbrukning (kWh) | Antagen typ        |
|----------------------|--------------------|
| < 4000               | Lägenhet           |
| > 4000, < 30 000     | Villa              |
| >30 000, < 300 000   | Fastighet          |
| >300 000             | Lantbruk/fastighet |

Dessa antaganden ger oss följande fördelning för respektive nätstation:

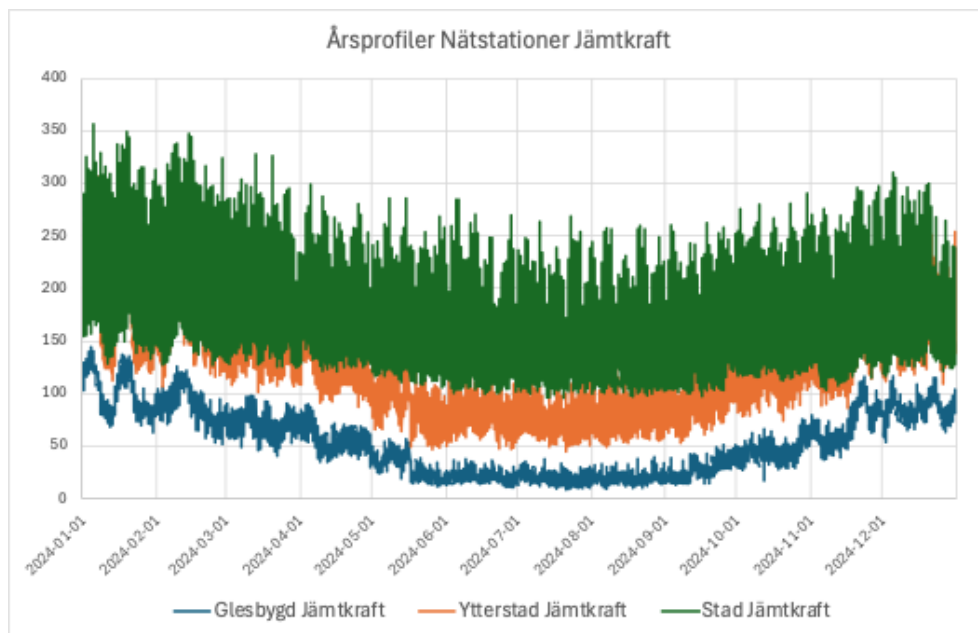


**Figur 4.** Antagen fördelning av kunder under respektive nätstation i Jämtkrafts elnät – baserat på årsförbrukning.

Vi kan också se hur den totala användningen ser ut för de sju olika studerade nätstationerna i Jämtkraft och Öresundskrafts nät i figur 5 och 6.



**Figur 5.** Årsprofiler av elanvändningen för de studerade nätstationerna hos Öresundskraft under ett år, 2024. Figuren visar hur både nivå och variation i effekt skiljer sig mellan olika områdestyper och nät.



**Figur 6.** Årsprofiler av elanvändningen för de studerade nätstationerna hos Jämtkraft under ett år, 2024. Figuren visar tydliga skillnader i elanvändning mellan de olika nätstationerna, där vissa har en jämnare profil över dygnet och andra varierar mer.

#### 4.1 KAPA EFFEKTTOPPAR MED BATTERIER

I den första modellen analyseras hur batterilager kan användas för att reducera effekttoppar i de studerade nätstationerna. Analysen utgår från ett förenklat antagande om att samtliga elnätskunder har tillgång till ett batteri, som används för att varje månad reducera effekttopparna. Syftet är inte att beskriva en exakt

framtida situation, utan att undersöka den tekniska potentialen i att utnyttja distribuerade batteriresurser.

Den antagna batterikapaciteten beror på kundens årsförbrukning enligt nedanstående tabell:

**Tabell 4.** Tabellen visar hur stor batterikapacitet kunderna tilldelas i modellen, baserat på deras årsförbrukning.

| Årsförbrukning (kWh) | Antagen typ        | Antagen batterikapacitet (kWh) |
|----------------------|--------------------|--------------------------------|
| < 4000               | Lägenhet           | 5                              |
| > 4000, < 30 000     | Villa              | 10                             |
| >30 000, < 300 000   | Fastighet          | 100                            |
| >300 000             | Lantbruk/fastighet | 1000                           |

Batterierna antas ha ett C-tal på 0,125<sup>29</sup>, vilket innebär att de laddas eller laddas ur på 8 timmar. De tillåts ladda mellan 20 och 90 % av sin totala kapacitet.

Utifrån dessa antaganden erhålls den totala batterikapacitet som tilldelas respektive nätstation, vilket redovisas i tabell 5.

**Tabell 5.** Tabellen visar antagen batterikapacitet för de olika nätstationerna.

| Nätstation                | Batterikapacitet (kWh) | Batteri per kund (kWh) |
|---------------------------|------------------------|------------------------|
| Glesbygd Jämtkraft        | 620                    | 22,1                   |
| Ytterstad Jämtkraft       | 1 355                  | 8,6                    |
| Stad Jämtkraft            | 2 840                  | 12,7                   |
| Glesbygd Öresundskraft    | 580                    | 18,7                   |
| Ytterstad 1 Öresundskraft | 940                    | 9,5                    |
| Ytterstad 2 Öresundskraft | 1725                   | 8,7                    |
| Stad Öresundskraft        | 920                    | 28,8                   |

<sup>29</sup> Som känslighetsanalys har även ett C-tal på 1 testats, vilket diskuteras i samband med resultaten nedan.

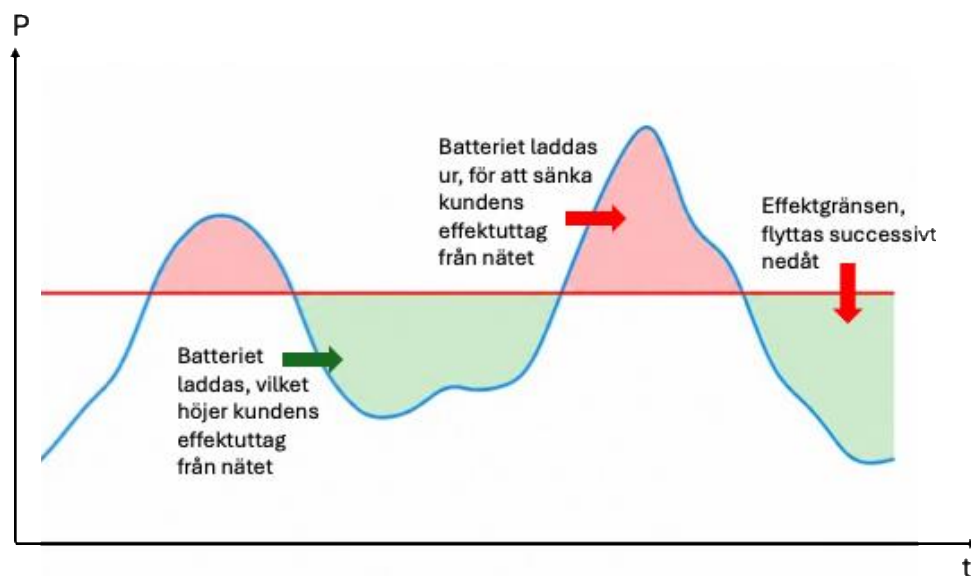
#### 4.1.1 Styrstrategier för modelleringen

Två olika styrstrategier analyseras: en individuell styrning där varje kund använder sitt eget batteri för att reducera sin egen effekttopp, samt kollektiv styrning där batterierna styrs gemensamt för att reducera nätstationens totala effekttopp. Den kollektiva styrningen representerar då ett scenario där flexibiliteten samordnas, exempelvis inom en energigemenskap.

Modellen är iterativ och arbetar genom att varje månad fastställa en effektgräns, som successivt sänks. Initialt sätts gränsen till månadens högsta timvärde. Därefter simuleras batteriets drift:

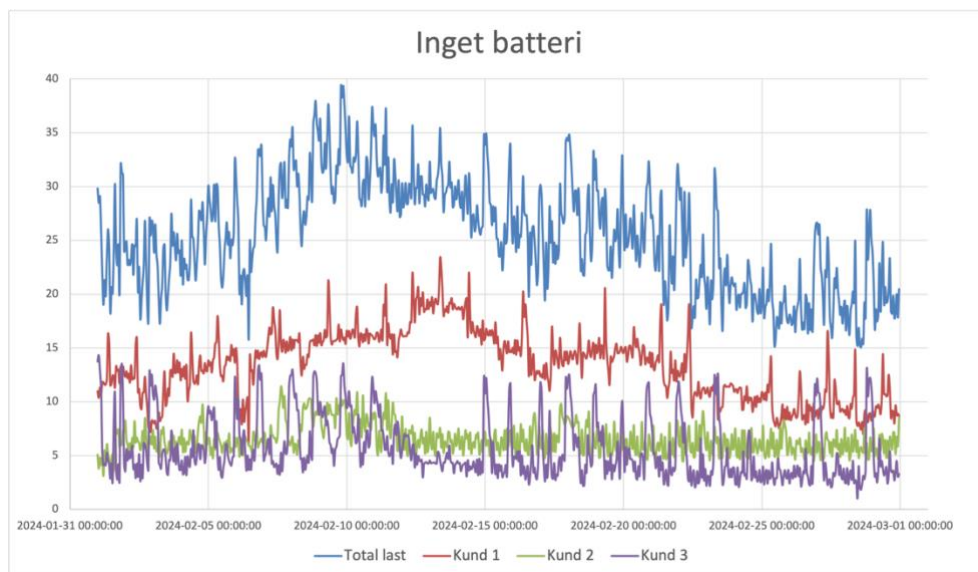
- När elanvändningen överstiger effektgränsen urladdas batteriet för att reducera effekten
- När elanvändningen understiger effektgränsen laddas batteriet

Om kapaciteten i batteriet är tillräcklig för att reducera samtliga toppar under vald effektgräns sänks gränsen och simuleringen upprepas. Processen fortsätter tills man når en gräns där batterikapaciteten inte längre räcker till för att reducera samtliga toppar under månaden. Då avslutas modelleringen för månaden och anger föregående effektvärde som möjlig att kapa.

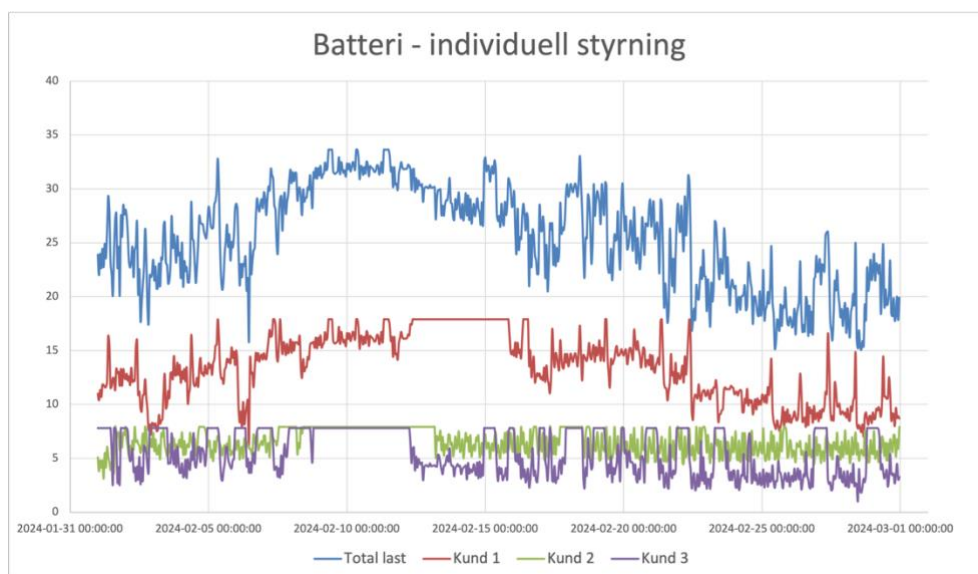


**Figur 7.** Figuren illustrerar hur modellen arbetar för att sänka effekttoppen.

Skillnaden mellan de två styrfallen ligger i hur denna metod tillämpas. För det individuella fallet simuleras varje kunds förbrukning och batteri separat, sedan summeras de kapade effekterna för att kunna se den totala effekten på hela området, enligt exemplet i figurerna nedan.



**Figur 8.** Grafen visar tre olika kunders förbrukning under en månad i ett grundfall – utan att någon effektkapning har gjorts, samt den summerade elanvändningen för dessa.



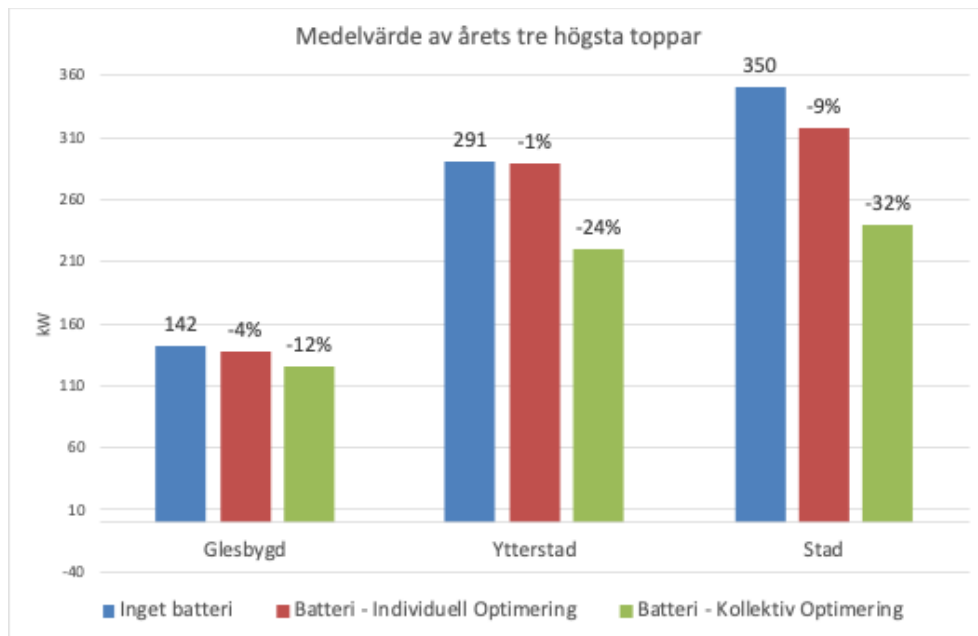
**Figur 9.** Figuren visar samma kunder som i figur 8 när effektkapningen har utförts enskilt, för att sedan summeras till områdets totala elanvändning.

I den kollektiva optimeringen summeras i stället samtliga kunders elanvändning initialt, och under simuleringen används den totala batterikapaciteten för att sänka hela områdets effekttoppar.

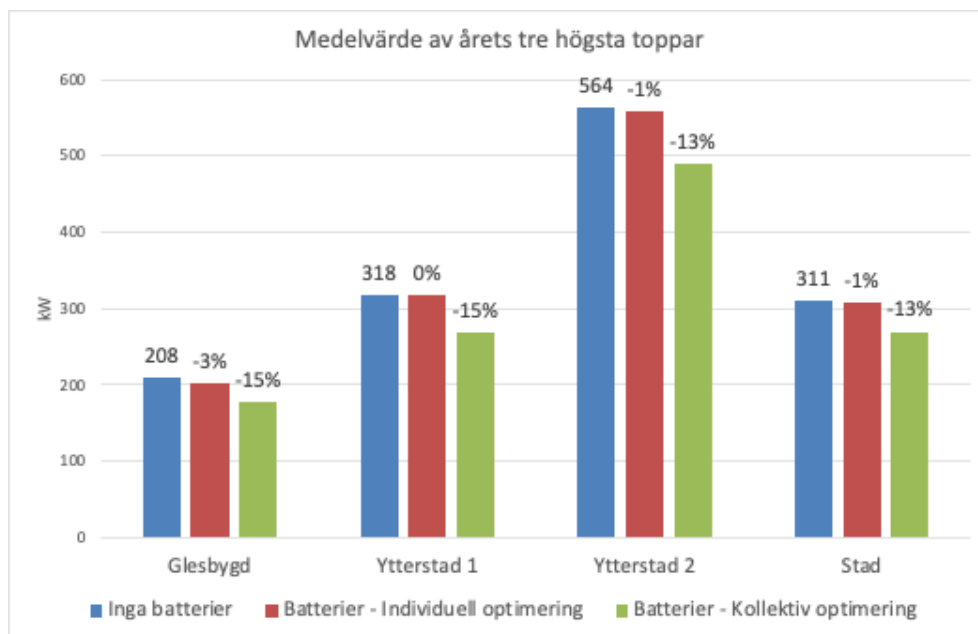
#### 4.1.2 Resultat av simuleringen

Simuleringen genomfördes för samtliga nätstationer. Ett centralt resultat i analysen är hur mycket de högsta effekttopparna kan reduceras, då de i hög grad påverkar hur elnäten dimensioneras. I stället för att enbart använda den enskilt högsta timtoppen, vilket kan ge ett resultat som är känsligt för extrema värden, används ett mer robust mått. För varje månad identifieras den högsta timvisa effekten för

varje dag, och medelvärdet av de tre högsta dygnstopparna används som representativt mått på effekttoppen.



**Figur 10.** Grafen visar medelvärdet av de 3 högsta effekttopparna för nätstationerna i Jämtkrafts nät i 3 scenarier: utan batterier, med batterier och individuell optimering och med batterier och kollektiv optimering.



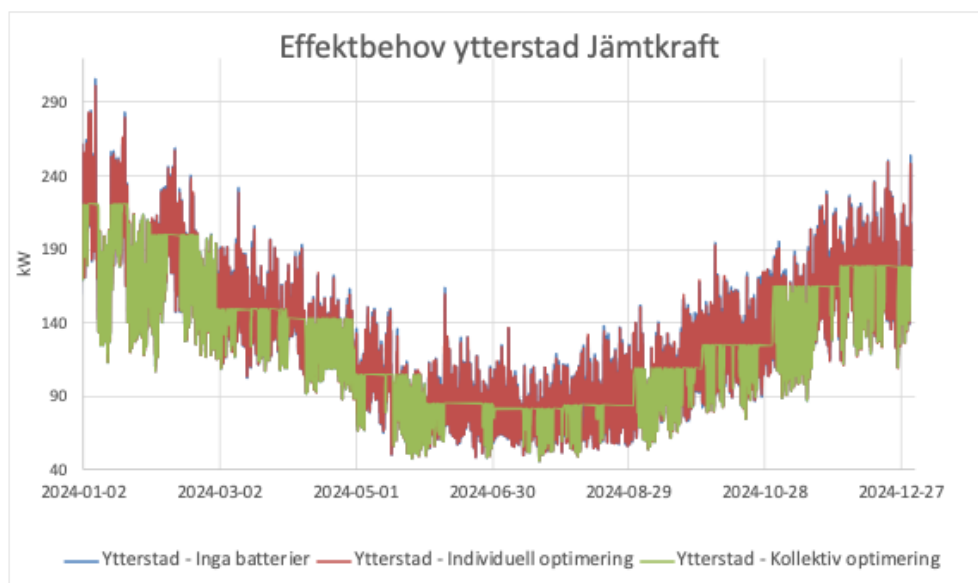
**Figur 11.** Grafen visar medelvärdet av de 3 högsta effekttopparna för nätstationerna i Öresundskrafts nät i 3 scenarier: utan batterier, med batterier och individuell optimering och med batterier och kollektiv optimering.

Resultaten visar att kollektiv styrning ger en tydligt större reduktion av effekttopparna än individuell styrning. I de valda fallen minskar effekttoppen med ungefär 10–30 % vid kollektiv optimering, medan individuell optimering ger en reduktion på 0–10 %. Som känslighetsanalys testades även ett C-tal på 1, vilket innebär en betydligt högre laddnings- och urladdningseffekt. Det gav samma

övergripande resultat: kollektiv styrning gav en tydligt större reduktion av effekttopparna än individuell styrning.

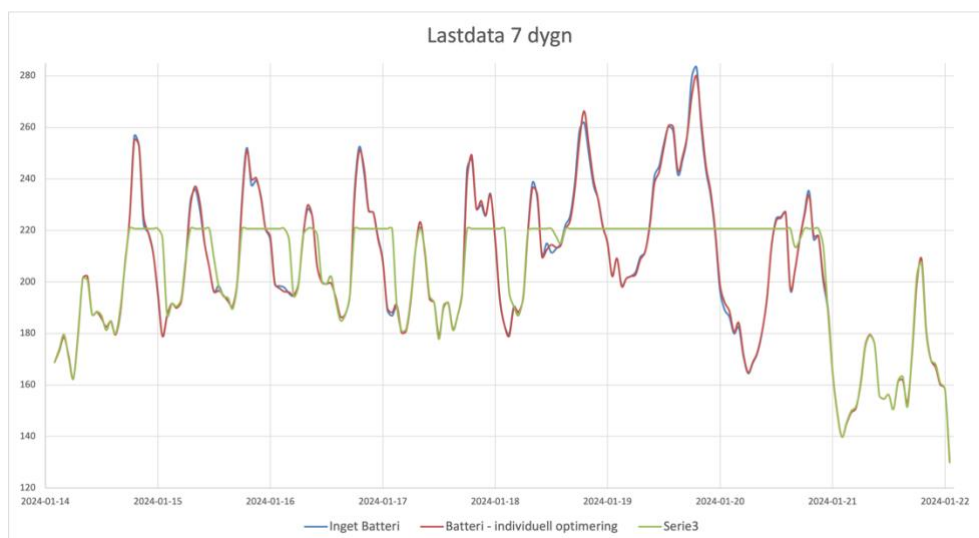
Detta visar att den potentiella nyttan för elnätet inte enbart beror på hur mycket batterikapacitet som finns tillgänglig, utan i hög grad på hur batterierna styrs. När batterierna optimeras kollektivt används de för att reducera den sammanlagda belastningen i nätstationen. Vid individuell optimering styrs varje batteri däremot utifrån den enskilda kundens last, vilket inte nödvändigtvis sammanfaller med nätets behov.

Om vi ser till den totala effektkapningen över ett helt år, ser det ut enligt följande.



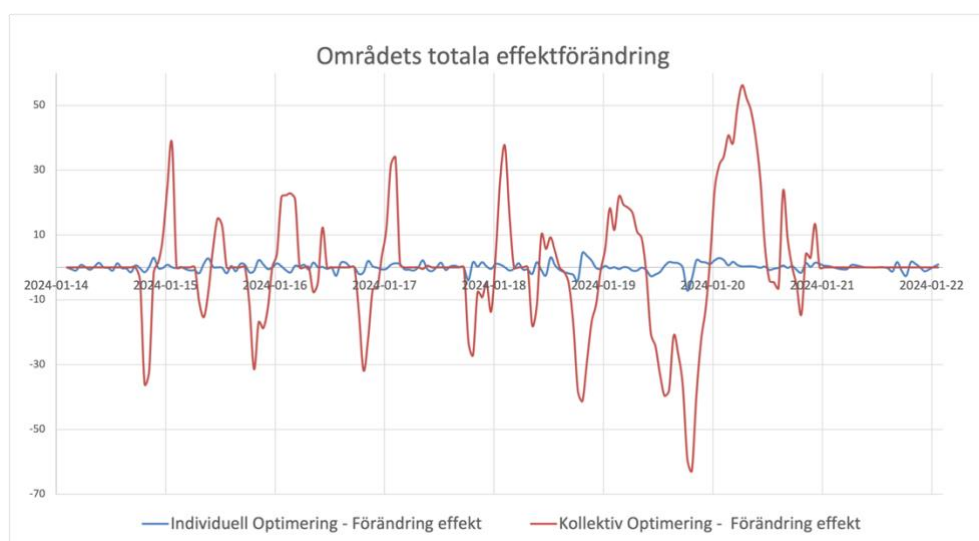
**Figur 12.** Figuren visar det samlade effektbehovet för samtliga kunder under nätstationen ytterstad, vilken skiljer sig beroende på om de har batterier och hur de används.

Sett över hela året framgår att den kollektiva optimeringen inte enbart reducerar enskilda toppar, utan även bidrar till att jämna ut elanvändningen under perioder med hög belastning. Att kapa alla toppar hela året har emellertid inte något större värde för nätägaren där det i huvudsak är de högsta topparna som blir dimensionerande, men i modellen görs optimeringen för alla månader. Det kan dock vara en ekonomisk optimering för kunden i de fall en effektagift per månad tillämpas. Den individuella optimeringen följer däremot i stor utsträckning grundfallet utan batterier. Detta syns ännu tydligare om vi undersöker en kortare period:



**Figur 13.** Figuren visar användning över 7 dygn för de olika scenarierna för kunderna under en av nätstationerna.

I figuren ovan syns att den individuella optimeringen ligger nära den ursprungliga elanvändningen. Den kollektiva optimeringen avviker däremot tydligare från grundfallet, vilket visar att batteriet används mer aktivt för att påverka områdets totala elanvändning. Detta syns ännu tydligare om vi ser förändringen i effekt över samma tidsperiod för de två scenarierna:



**Figur 14.** Figuren visar förändringen i effekt jämfört med fallet utan batterier för individuell respektive kollektiv optimering. Positiva värden innebär att batterierna laddas och därmed ökar elanvändningen, medan negativa värden innebär att batterierna urladdas och bidrar till att reducera effekttoppar.

Figuren visar att den individuella optimeringen endast ger små förändringar i effekt på områdesnivå. Även om enskilda kunders effekttoppar reduceras blir effekten på den reducerade toppen begränsad, då batterierna inte samordnas.

Vid kollektiv optimering är de totala effektförändringarna större. Batteriet laddas och urladdas mer samordnat utifrån områdets totala användning, vilket gör att flexibiliteten används mer effektivt för att reducera nätstationens effekttoppar.

Den individuella optimeringen tar inte hänsyn till när nätstationens gemensamma toppar inträffar. Varje kund styr sitt batteri mot sin egen effektgräns. Det innebär att flera kunder kan ladda sina batterier samtidigt, även vid tidpunkter då den totala användningen i nätstationen är hög. Den kollektiva optimeringen kan däremot prioritera batterianvändningen till de timmar då den gemensamma elanvändningen är som högst.

Detta innebär inte nödvändigtvis att individuell optimering skapar nya absoluta årstoppar, men den kan skapa nya lokala toppar genom samtidig laddning. I ett nätperspektiv kan detta vara problematiskt, eftersom nyttan av flexibiliteten då blir mindre förutsägbar.

#### 4.1.3 Begränsningar i modellen

Samtidigt bör resultaten tolkas som en uppskattning av teknisk potential med en energigemenskap snarare än som en prognos för faktisk effektreduktion. Modellen bygger på flera förenklingar:

- En viktig begränsning är att modellen inte tar hänsyn till detaljerad nättopologi, exempelvis om nätet är radiellt eller maskat, var lokala flaskhalsar finns eller hur reläskydd och termiska begränsningar är dimensionerade, se mer om detta i kapitel 11.
- Modelleringen inkluderar inte de tekniska och organisatoriska förutsättningar som krävs för att samordna styrningen av kundernas flexibla resurser. I praktiken krävs exempelvis att information om elanvändningen i elnätet kan kommuniceras till kunderna och att deras styrsystem kan tolka signalen och genomföra relevanta åtgärder.
- Batterierna laddas så snart elanvändningen understiger den valda effektgränsen, och skulle troligtvis inte drifas så aggressivt i praktiken. Modellen tar ingen hänsyn till exempelvis elpris, nätavgifter, batterislitage, prognoser eller övriga systembehov. I verkligheten skulle en kund eller aggregator behöva väga flera mål mot varandra, vilket undersöks vidare i kapitel 9.
- Modellen utgår även från att hela månadens effektuttag är känt i förväg. I praktiken skulle styrningen behöva baseras på korttidsprognoser för nätstationens belastning, vilket sannolikt skulle ge ett mindre träffsäkert resultat. Därmed kan den beräknade effektreduktionen ses som ett övre estimat för vad som är möjligt under modellens antaganden.
- En annan viktig osäkerhet är antagandet om tillgänglig batterikapacitet. Det är inte självklart att kunder i praktiken skulle ha batterier av den storlek som antas i modellen. Samtidigt kan en ökande andel elbilar och utvecklingen inom vehicle-to-grid, V2G, innebära att större mängder flexibel batterikapacitet finns tillgänglig hos privatpersoner i framtiden, vilket vi undersöker vidare i kapitel 4.2.

Sammanfattningsvis visar analysen att samordnad styrning av flexibla resurser kan ha betydligt större värde för elnätet än individuell optimering. Resultaten bör

dock främst tolkas som en illustration av potentialen i gemensam styrning, snarare än som en direkt uppskattning av vilken effektreduktion en faktisk energigemenskap skulle uppnå.

## 4.2 KAPA EFFEKTTOPPAR MED V2G

I föregående avsnitt analyserades hur stationära batterier kan användas för att reducera effekttoppar i de studerade nätstationerna. Resultaten visade att kollektiv styrning av batterier kan ge en tydlig reduktion av nätstationernas högsta effekttoppar. Samtidigt bygger modellen på antagandet att en relativt stor mängd batterikapacitet finns tillgänglig hos kunderna.

I detta avsnitt undersöks därför hur en sådan batterikapacitet skulle kunna uppstå genom elbilar med Vehicle-to-Grid-teknik, V2G. Syftet är inte att exakt prognostisera framtida V2G-drift, utan att undersöka om elbilsbatterier kan ge batterikapacitet i samma storleksordning som den som antogs i den stationära batterimodellen.

Till skillnad från stationära batterier är elbilsbatterier inte alltid tillgängliga. De kan endast bidra till effekttoppsreduktion när bilen är hemma och ansluten. V2G-modellen kompletterar därför den tidigare batterimodellen genom att inkludera antaganden om bilinnehav, V2G-andel och bilarnas tillgänglighet över dygnet.

Analysen fokuserar främst på ett scenario där 30 % av bilarna antas vara V2G-kompatibla. Detta används som huvudscenario eftersom det representerar ett mer försiktigt antagande än att samtliga bilar skulle kunna delta. Ett scenario med 100 % V2G redovisas även som ett övre jämförelsefall, för att visa hur resultaten påverkas om samtliga bilar skulle vara tekniskt möjliga att använda för V2G.

Antagandet att 30 % av fordonsflottan har V2G-funktionalitet ska inte tolkas som en bedömning av den faktiska marknadspenetrationen 2026, utan som ett scenario för en möjlig framtida utveckling några år framåt i tiden.

### 4.2.1 Antaganden om antal bilar, batterikapacitet och tillgänglighet

Antalet bilar per kund uppskattas utifrån kundens årsförbrukning. Kunder med en årsförbrukning under 4 000 kWh antas motsvara lägenhetskunder, där varannan kund tilldelas en bil. Kunder med en årsförbrukning mellan 4 000 och 30 000 kWh antas motsvara villakunder och tilldelas en bil per kund. Kunder med en årsförbrukning över 30 000 kWh antas motsvara flerbostadshus. För dessa uppskattas antalet lägenheter genom att dividera årsförbrukningen med 4 000 kWh, och därefter antas en bil per två lägenheter.

Elbilarnas totala batteristorlek antas vara 60 kWh. I modellen antas hälften av batteriet, det vill säga 30 kWh per bil, kunna upplåtas till V2G. Varje bil antas kunna ladda och urladda med 11 kW, vilket motsvarar ett C-tal på cirka 0,37. När en bil återvänder hem antas den ha 20 % av den upplåtna V2G-kapaciteten tillgänglig, vilket motsvarar 6 kWh.

| Nätstation          | Batterikapacitet upplåtet för V2G vid 30 % V2G-bilar (kWh) | Batterikapacitet upplåtet för V2G vid 100 % V2G-bilar (kWh) |
|---------------------|------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|
| Glesbygd Jämtkraft  | 360                                                        | 1140                                                        |
| Ytterstad Jämtkraft | 1 500                                                      | 4110                                                        |
| Stad Jämtkraft      | 2 490                                                      | 7620                                                        |

**Tabell 6.** Tabellen visar batterikapaciteten under de olika nätstationerna.

Tabellen visar att V2G kan ge en betydande mängd batterikapacitet i de studerade områdena. Redan vid 30 % V2G-bilar uppgår den upplåtna batterikapaciteten till 1 500 kWh i Ytterstad och 2 490 kWh i Stad, vilket är i samma storleksordning som den stationära batterikapaciteten i föregående simulering. Vid 100 % V2G överstiger den möjliga batterikapaciteten tydligt den stationära batterikapaciteten i samtliga tre områden.

Detta visar att antagandet om stora mängder distribuerad batterikapacitet inte nödvändigtvis kräver att alla kunder installerar separata stationära batterier. I ett framtida scenario skulle en del av denna kapacitet i stället kunna komma från elbilsbatterier. Samtidigt är V2G-kapaciteten mer osäker än stationära batterier, eftersom den beror på när bilarna är hemma och anslutna.

För antaganden om bilarnas tillgänglighet användes förenklade mobilitetsprofiler baserade på studien "Assessment of real-world driving patterns for electric vehicles: an on-board measurements study from Sweden"<sup>30</sup>, som visar hur elbilar i genomsnitt är fördelade mellan olika platser under arbetsdagar och helgdagar. För detaljer om antaganden kring detta, se Bilaga B.

#### 4.2.2 Styr signaler för modelleringen

Modelleringen av effekttopsreduktion genom V2G utgår från samma grundprincip som i avsnitt 4.1. Modellen arbetar månadsvis och fastställer en övre effektgräns som successivt sänks. När elanvändningen överstiger effektgränsen urladdas batteriet för att reducera effekten, och när användningen understiger effektgränsen laddas batteriet.

Skillnaden jämfört med föregående modell är att batterierna i V2G-fallet inte alltid är tillgängliga. I det individuella fallet simuleras varje kund separat. Om bilen är hemma kan batteriet användas för att kapa kundens toppar. Om bilen däremot är borta kan batteriet inte användas under den timmen, och kundens användning lämnas då oförändrad. Det innebär att en effekttopp kan kvarstå om den inträffar när bilen inte är hemma. Simuleringen fortsätter dock för resterande timmar, och batteriet kan åter användas när bilen blir tillgänglig igen. Den individuella V2G-

<sup>30</sup> Yuki Kobayashi, Maria Taljegård och Filip Johnsson, "Assessment of real-world driving patterns for electric vehicles: An on-board measurements study from Sweden", *Applied Energy*, 401 (2025), 126608, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.126608>

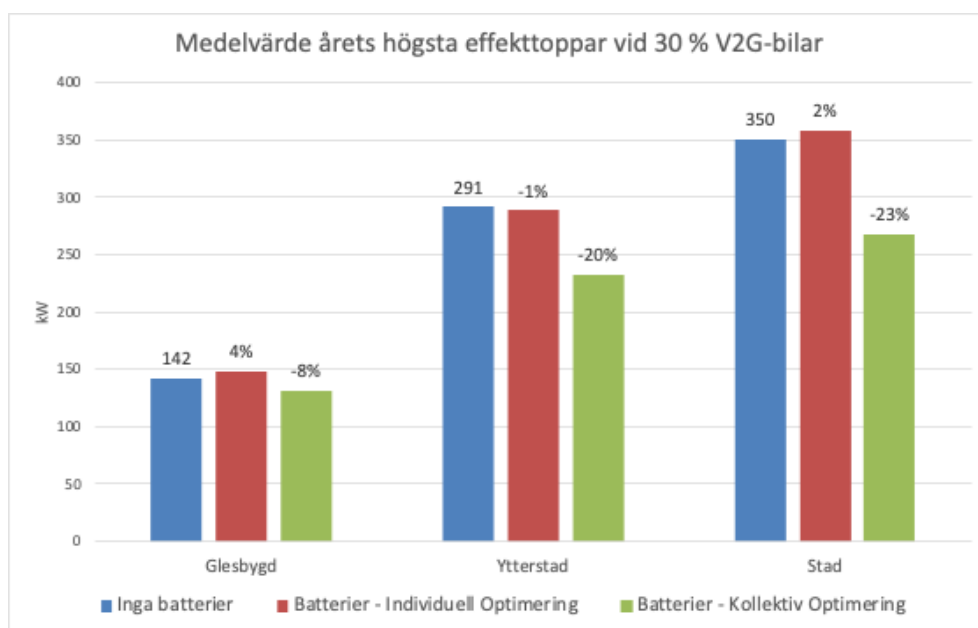
modellen garanterar därför inte att kundens elanvändning alltid hålls under effektgränsen, utan visar påverkan under de timmar då bilen faktiskt är tillgänglig.

I det kollektiva fallet summeras den tillgängliga V2G-kapaciteten för samtliga kunder inom nätstationen. Batteriet betraktas då som ett gemensamt områdesbatteri, men med en kapacitet som varierar timme för timme beroende på hur många bilar som är hemma. När bilar lämnar hemmet minskar den tillgängliga kapaciteten, och när bilar återvänder ökar den igen.

Detta innebär att den individuella och kollektiva styrningen har olika utgångspunkt. Vid individuell styrning optimeras varje kund utifrån sin egen profil, medan kollektiv styrning optimeras utifrån nätstationens totala användning. Den kollektiva styrningen representerar därmed ett scenario där V2G-resurserna samordnas, exempelvis genom en aggregator eller inom en energigemenskap.

#### 4.2.3 Resultat av simuleringen

Simuleringen genomfördes för huvudscenariot med 30 % V2G-bilar samt för ett övre jämförelsefall med 100 % V2G-bilar. Resultaten redovisas på samma sätt som i föregående avsnitt, genom att jämföra fallet utan V2G med individuell respektive kollektiv optimering.

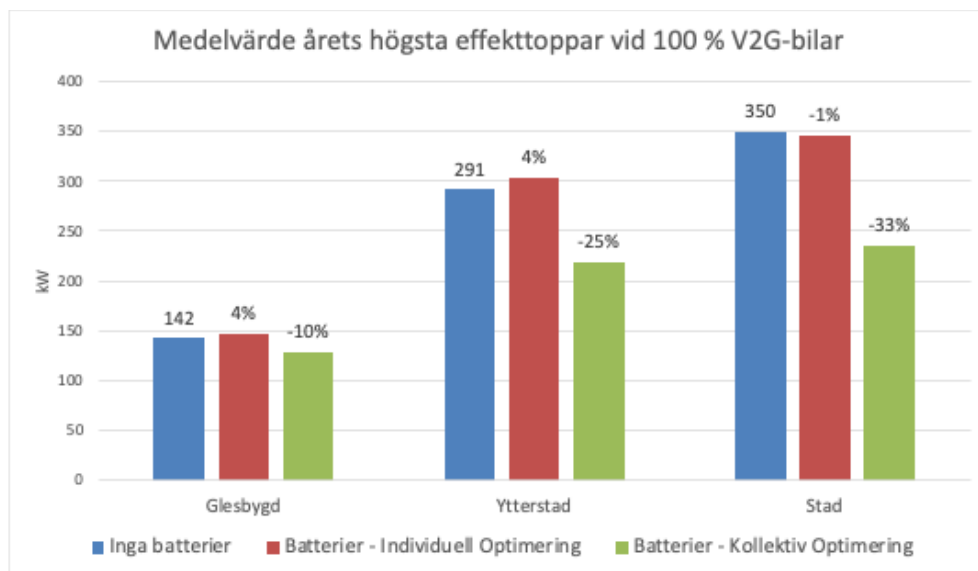


**Figur 15.** Grafen visar medelvärdet av årets högsta effekttoppar vid 30 % V2G-bilar för Jämtkrafts nätstationer.

Resultaten för huvudscenariot med 30 % V2G visas i Figur 15. Den kollektiva optimeringen minskar effekttoppen i samtliga tre områden: med 8 % i Glesbygd, 20 % i Ytterstad och 23 % i Stad. Detta visar att elbilsbatterier, även med en begränsad antagen V2G-andel, kan ge en tydlig potential för effekttoppsreduktion när de styrs samordnat mot nätstationens totala användning.

Den individuella optimeringen ger däremot ett mer varierande resultat. I Glesbygd och Stad ökar effekttoppen jämfört med fallet utan V2G, medan den minskar något i Ytterstad. Detta beror på att varje kund optimeras separat. Batterierna kan därför

laddas vid tidpunkter som är gynnsamma för den enskilda kunden, men som sammanfaller med hög elanvändning i nätstationen.



**Figur 16.** Grafen visar medelvärdet av årets högsta effekttoppar vid 100 % V2G-bilar för Jämtkrafts nätstationer.

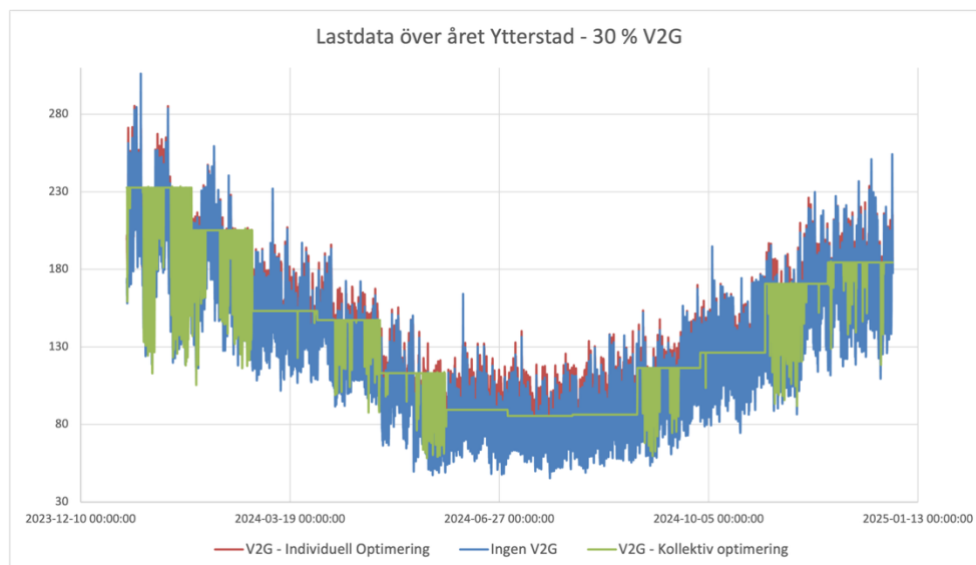
Även här ger den kollektiva optimeringen störst reduktion av effekttopparna. Effekttoppen minskar med 10 % i Glesbygd, 25 % i Ytterstad och 33 % i Stad. Skillnaden mellan 30 % och 100 % visar att ökad V2G-andel förbättrar resultatet vid kollektiv styrning, men inte proportionellt mot ökningen i installerad batterikapacitet. Detta tyder på att tillgänglighet över dygnet och tidpunkten för effekttopparna är viktiga begränsande faktorer.

För individuell optimering är resultaten även i 100 %-fallet mer osäkra. I Stad minskar effekttoppen något, medan den ökar i Glesbygd och Ytterstad. Detta förstärker slutsatsen att individuell styrning inte nödvändigtvis ger en positiv effekt på nätstationsnivå, även om mer batterikapacitet finns tillgänglig.

Graferna visar tydligt att kollektiv optimering ger störst reduktion av effekttopparna i samtliga områden och i båda V2G-scenarierna. Resultaten visar också att en ökning från 30 % till 100 % V2G förbättrar den kollektiva optimeringen, men att förbättringen är mindre än ökningen i total installerad batterikapacitet.

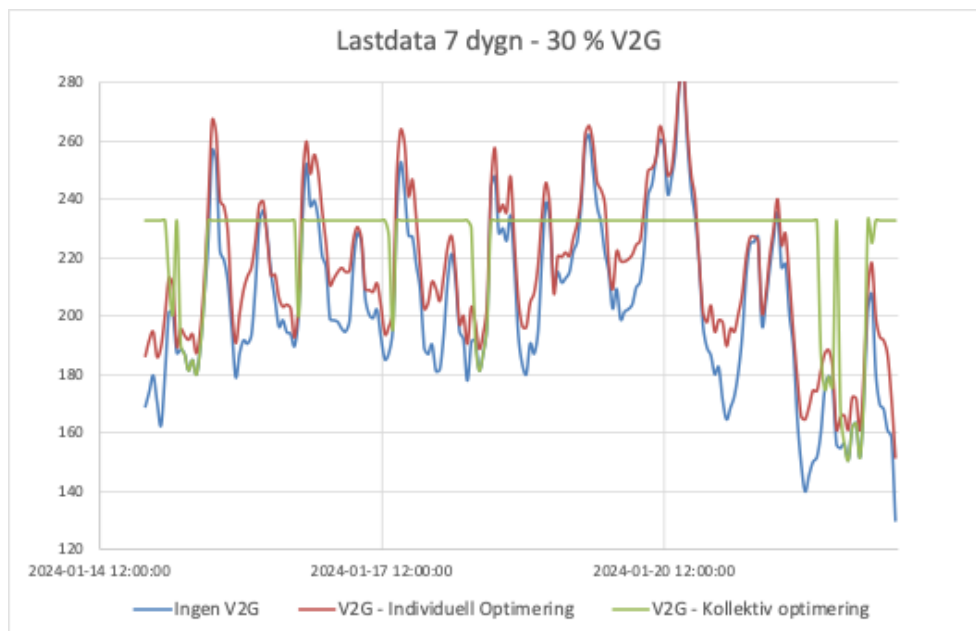
Exempelvis ökar den installerade V2G-kapaciteten i Stad från 2 490 kWh till 7 620 kWh, samtidigt som effektreduktionen förbättras från 23 % till 33 %. Detta tyder på avtagande marginalnytta av ytterligare V2G-kapacitet. En möjlig förklaring är att den extra batterikapaciteten endast är användbar om bilarna är hemma och har tillräcklig laddnivå vid de timmar då effekttopparna inträffar.

Om vi ser till användarprofilen över ett helt år framgår skillnaden mellan styrstrategierna tydligare.



**Figur 17.** Figuren visar elanvändning över hela året för Ytterstad vid 30 % V2G.

Figur 17 visar att den kollektiva optimeringen jämnar ut lastprofilen tydligare än den individuella optimeringen. Under perioder med hög belastning reduceras flera av de högsta topparna. Den individuella optimeringen följer däremot i större utsträckning grundfallet utan V2G och kan i vissa perioder ligga över fallet utan V2G. Detta syns ännu tydligare om en kortare period studeras.



**Figur 18.** Figuren visar elanvändningen över sju dygn för Ytterstad vid 30 % V2G.

I Figur 18 syns att den individuella V2G-styrningen under vissa timmar ligger över grundfallet utan V2G. Detta beror dels på att effekttoppar kan kvarstå när bilen inte är hemma, dels på att batteriet laddas när bilen väl är tillgänglig och kundens användning ligger under den individuella tröskeln. Laddningen kan då bidra till att höja elanvändningen under andra timmar. För V2G blir effekten därför mer beroende av bilens tillgänglighet än i fallet med stationära batterier.

Den kollektiva styrningen ger en jämnare användningsprofil eftersom den tillgängliga V2G-kapaciteten används utifrån nätstationens sammanlagda elanvändning. Även om alla bilar inte är hemma samtidigt kan de bilar som är tillgängliga styras mot de timmar då de gör störst nytta för området.

Den individuella V2G-styrningen ger i vissa fall en högre effekttopp än grundfallet. Detta kan förklaras av att batteriet laddas när kundens användning ligger under den individuella effektgränsen, utan hänsyn till nätstationens totala belastning. Samtidigt kan kundens ursprungliga effekttopp kvarstå om bilen är borta vid det tillfället. Simuleringen avbryts inte, utan batteriet används igen när bilen är tillgänglig. För det kollektiva fallet blir detta mindre problematiskt eftersom flera bilsars tillgängliga kapacitet samordnas mot nätstationens totala elanvändning. Detta visar att V2G ställer höga krav på koordinering för att ge nytta på nätstationsnivå.

#### 4.2.4 Begränsningar i modellen

Denna modell har samma grundläggande begränsningar som de som presenterades i kapitel 4.1.3 och resultatet ska snarare ses som en indikation än absoluta siffror. Utöver dessa finns flera begränsningar som är specifika för V2G-modelleringen:

- Elbilarnas mobilitetsprofiler är inte kopplade till kundernas verkliga förbrukning eller faktiska körmönster. En kund som i verkligheten har bilen hemma under en effekttopp kan i modellen ha bilen borta. Detta kan påverka resultatet, särskilt vid individuell optimering där varje kunds egen tillgänglighet är avgörande.
- Mobilitetsprofilerna är förenklade och upprepas enligt fasta tidsfönster för vardag och helg. Modellen fångar därför inte oregelbundna resor, semesterperioder, säsongsvariationer eller individuella skillnader i körmönster.
- Mobilitetsprofilerna fångar endast privatpersoners användning. Vissa fastigheter kanske är industrier där det alltså inte finns några bilar parkerade på natten. Samtidigt finns det också möjlighet att kunna ladda bilen på arbetsplatsen, så därför kanske potentialen är högre på dagtid.
- Bilarnas faktiska körning och energianvändning under tiden de är borta modelleras inte. När en bil återvänder hem antas den ha 20 % av den upplåtna V2G-kapaciteten tillgänglig, motsvarande 6 kWh. Detta sker oberoende av körsträcka, restid eller eventuell laddning på annan plats.
- Laddning och urladdning antas ske utan energiförluster. Detta innebär att modellen sannolikt överskattar batteriernas praktiska förmåga att kapa effekttoppar, eftersom verkliga system har förluster i både batteri och kraftelektronik.
- Antalet bilar per kund baseras inte på faktiska fordonsdata, utan uppskattas utifrån kundkategori och årsförbrukning. Detta innebär att modellen kan över- eller underskatta den verkliga mängden tillgängliga

V2G-fordon i varje område. Andelen V2G-bilar är ett antagande och inte baserad på verklig fordonsflotta. Tilldelningen sker dessutom slumpmässigt, vilket innebär att resultaten kan påverkas av hur V2G-bilar råkar fördelas mellan kunder och områden.

#### 4.2.5 Sammanfattande slutsats

V2G-analysen visar att elbilsbatterier kan utgöra en möjlig källa till den distribuerade batterikapacitet som antogs i föregående simulering. Redan vid 30 % V2G-bilar uppgår den installerade batterikapaciteten till betydande nivåer, särskilt i Ytterstad och Stad. Detta stärker rimligheten i att stora mängder batterikapacitet skulle kunna finnas tillgängliga i framtida lokala energisystem, även utan att alla kunder installerar separata stationära batterier.

Samtidigt visar resultaten att kapaciteten endast ger tydlig nytta för elnätet när den styrs kollektivt. Vid kollektiv optimering minskar effekttopparna i samtliga studerade områden, både vid 30 % och 100 % V2G. Den individuella optimeringen ger däremot mer varierande resultat och kan i vissa fall öka den sammanlagda effekttoppen.

Detta visar att styrning som är optimal för en enskild kund inte nödvändigtvis är optimal för elnätet. För att V2G ska ge tydlig nytta på nätstationsnivå krävs därför samordnad styrning där batterierna används utifrån det lokala nätets behov.

Analysen visar också att V2G skiljer sig från stationära batterier genom att resursen är tidsberoende. Elbilar kan endast bidra när de är hemma och anslutna, vilket gör att den faktiska nyttan påverkas av mobilitetsmönster och när effekttopparna inträffar. Resultaten bör därför ses som en potentialanalys under förenklade antaganden, snarare än en exakt bedömning av framtida V2G-drift.

### 4.3 MER LOKAL SOLELSPRODUKTION

Hittills har analysen fokuserat på hur energidelning och batteristyrning kan påverka importrelaterade effekttoppar, det vill säga de timmar då elanvändningen under en nätstation är som högst. En kompletterande frågeställning är hur motsvarande lösningar kan påverka effekttoppar i motsatt riktning, när lokal produktion från solceller överstiger den samtidiga konsumtionen och leder till export mot överliggande nät.

Frågan aktualiseras av en förväntad fortsatt utbyggnad av solceller. Det omarbetade EPBD-direktivet innebär att krav på solenergiinstallationer införs stegvis för flera byggnadstyper, bland annat nya offentliga och kommersiella byggnader från 2027 och nya bostadsbyggnader från 2030<sup>31</sup>. Även om kraven framstår som flexibla kopplat till teknisk och ekonomisk genomförbarhet, väntas de bidra till betydligt fler solcellsinstallationer i Sverige. Det gör det relevant att

<sup>31</sup> "Direktiv för byggnaders energiprestanda", Boverket, 28 augusti 2026, <https://www.boverket.se/sv/byggnade/uppdrag/direktiv-for-byggnaders-energi-prestanda/> [Hämtad 2026-08-17]

analysera om energidelning och samordnad styrning kan bidra till nätnytta inte bara vid vinterrelaterade importtoppar, utan även vid sommarrelaterade exporttoppar från lokal produktion.

Analysen bygger vidare på ett examensarbete som genomfördes inom ramen för projektet, där potentialen att minska årets högsta exporttopp simulerades<sup>32</sup>. I detta projekt har metoden vidareutvecklats och kompletterande simuleringar har genomförts för att jämföra individuell och gemensam styrning av batterier vid olika nivåer av solcellsutbyggnad.

Som underlag används samma timvisa konsumtionsdata från Jämtkrafts elnät som i övriga delar av analysen. Solproduktionsprofiler har genererats med hjälp av PVGIS, ett verktyg utvecklat av EU-kommissionen som beräknar solinstrålning och solelproduktion baserat på historiska väderdata för en vald geografisk plats. I simuleringen används solinstrålningsdata från 2023, medan konsumtionsdatan avser 2024. Detta innebär att produktion och konsumtion inte baseras på samma väderår, vilket diskuteras vidare i avsnittet om modellbegränsningar.

Solcellsproduktionen modelleras för tre riktningar. Hälften av kunderna med solceller antas ha paneler i sydlig riktning, medan 25 % antas ha västlig riktning och 25 % östlig riktning. Vilka kunder som tilldelas respektive riktning slumpas. Samtliga paneler antas ha en lutning på 45 grader. De normaliserade produktionsprofilerna reduceras med 15 % för att approximera systemförluster.

#### 4.3.1 Styr signaler för simuleringen

Solcellseffekten dimensioneras schablonmässigt utifrån kundernas årsförbrukning. Som tumregel antas 1 kWp installerad solcellseffekt genererar ungefär 1 000 kWh årlig elproduktion vid god orientering<sup>33</sup>. Eftersom den faktiska produktionen påverkas av riktning, lutning och systemförluster ska detta inte tolkas som exakt årsbalans, utan som en förenklad dimensioneringsprincip. I simuleringen analyseras två nivåer av solcellsutbyggnad. I det första fallet dimensioneras solcellerna motsvarande 50 % av kundens årsförbrukning. I det andra fallet dimensioneras de motsvarande 100 % av kundens årsförbrukning. Detta innebär att en kund med 10 000 kWh i årsförbrukning tilldelas 5 kWp solceller i 50 %-fallet och 10 kWp i 100 %-fallet.

Utifrån dessa antaganden erhålls den totala installerade solcellseffekten per nätstation enligt Tabell 7.

<sup>32</sup> Anton Wärmare, *Ingen sol? Låna av grannen - En analys av energidelning i energigemenskaper och dess påverkan på lågspänningsnät* (2026), <https://lup.lub.lu.se/student-papers/record/9244348>

<sup>33</sup> "Solceller och solenergi", Energiföretagen, 14 november 2023, <https://www.energiforetagen.se/energifakta/elsystemet/produktion/solceller/> [Hämtad: 2026-08-17]

**Tabell 7.** Antagen installerad solcellseffekt per nätstation vid två nivåer av solcellsutbyggnad.

| Nätstation          | Solcellseffekt 50% av<br>årsförbrukning (kWp) | Solcellseffekt 100 %<br>årsförbrukning (kWp) |
|---------------------|-----------------------------------------------|----------------------------------------------|
| Glesbygd Jämtkraft  | 234                                           | 469                                          |
| Ytterstad Jämtkraft | 542                                           | 1084                                         |
| Stad Jämtkraft      | 825                                           | 1650                                         |

Här analyseras tre olika scenarier:

*Scenario 1: Solceller utan batterier*

Kunderna tilldelas solceller enligt den valda dimensioneringsnivån. För varje kund beräknas timvis nettoeffekt som produktion minus konsumtion. Därefter summeras kundernas nettoeffekter till ett områdesnetto för varje timme. Scenariot visar därmed den exporttopp som uppstår mot överliggande nät när lokal produktion och konsumtion inom nätstationen sammanfaller, men utan batterilagring eller organiserad samordning mellan kunderna. Eftersom områdesnettot summeras på nätstationsnivå fångar modellen den fysiska utjämning som redan sker i nätet, förutsatt att det inte finns begränsande flaskhalsar i underliggande kablar, läs mer om detta i kapitel 5. Detta ses alltså som ett referensfall.

*Scenario 2: Solceller och individuellt styrda batterier*

Kunderna tilldelas solceller och batterier. Varje batteri styrs utifrån den enskilda kundens nettoprofil, med syftet att minska kundens egen exporttopp. Efter batteristyrningen summeras kundernas nettoeffekter till nätstationsnivå. Scenariot representerar individuell optimering, där varje kund använder sitt eget batteri utan samordning med övriga kunder. Volymen tilldelade batterier hos varje kund är samma som i den första modelleringen, läs mer i avsnitt 4.1.

*Scenario 3: Solceller med gemensamt styrt batteri*

Kunderna tilldelas samma mängd solceller och samma totala batterikapacitet som i scenario 2. Skillnaden är att batterikapaciteten styrs gemensamt utifrån nätstationens samlade nettoprofil. Samtliga kunders produktion och konsumtion summeras först till ett områdesnetto, varefter den sammanlagda batterikapaciteten används för att minska områdets exporttopp. Scenariot representerar därmed kollektiv optimering, exempelvis genom en energigemenskap. Skillnaden mellan scenario 2 och 3 är alltså inte mängden installerad teknik, utan graden av samordning. Scenario 2 visar effekten av individuell batteristyrning, medan scenario 3 visar potentialen i att styra samma totala batterikapacitet utifrån nätstationens samlade behov.

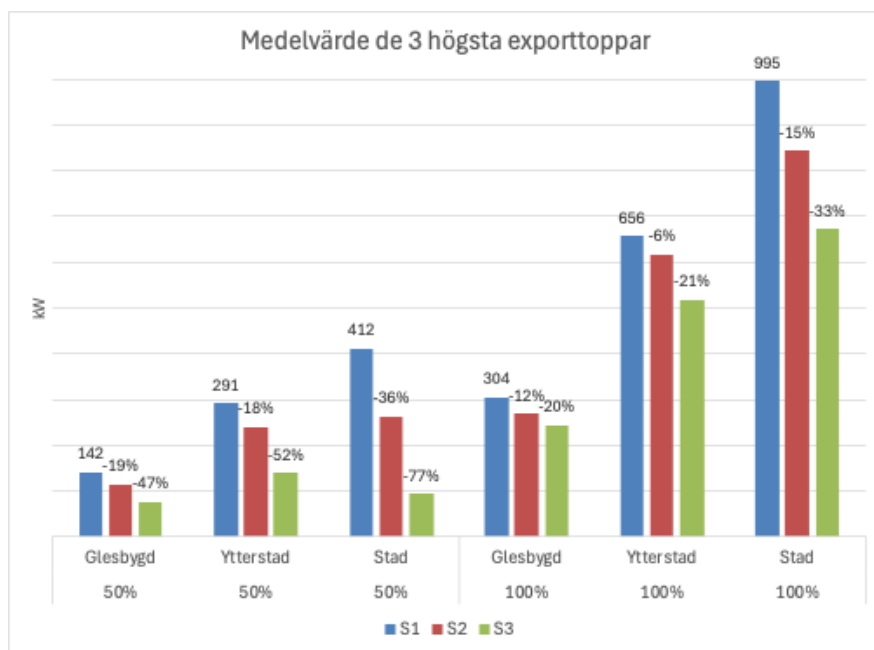
*Styrning av batterier*

Batterierna i scenario 2 och 3 styrs månadsvis mot en effektgräns för export, på samma sätt som batterierna styrdes i kapitel 4.1, men för att sänka export i stället för import. För varje månad sätts gränsen initialt till månadens högsta nettoexport. Därefter simuleras batteriets drift timme för timme:

- För varje timme beräknas nettoeffekten som produktion minus konsumtion.
- Om nettoeffekten är positiv innebär det att det sker en export. Om nettoexporten överstiger den aktuella gränsen laddas batteriet för att reducera exporten ned till gränsen, i den mån batteriets effekt- och energikapacitet räcker.
- Om det sker en export men denna understiger exportgränsen sker ingen batteriåtgärd.
- Om nettoeffekten är negativ, innebär det att en import sker. I så fall laddas batteriet ur, om möjligt, för att minska importen och samtidigt frigöra kapacitet inför kommande exporttoppar.
- Om batteriet klarar att hålla samtliga exportvärden under den valda gränsen sänks gränsen stegvis och simuleringen upprepas. Processen fortsätter tills batteriet inte längre klarar att hålla exporten under gränsen. Den lägsta genomförbara exportgränsen sparas som månadens möjliga kapningsnivå. Batteriets laddnivå förs vidare mellan månaderna. Batteriet laddas inte från nätet, utan endast vid lokalt produktionsöverskott.

**4.3.2 Resultat av simuleringen**

Det första resultatet visar medelvärdet av årets tre högsta exporttoppar för de tre analyserade nätstationerna. Måttet används för att fånga de högsta topparna mot överliggande nät, utan att resultatet enbart styrs av en enskild extremtimme.



**Figur 19.** Medelvärde av årets tre högsta exporttoppar för respektive nätstation, scenario och nivå av solcellsutbyggnad. Beteckningarna 50 % och 100 % avser den faktor som används för att dimensionera solcellseffekten i relation till kundernas årsförbrukning.

Resultaten visar att gemensam styrning av batterierna ger störst potential att minska exporttopparna i samtliga nätstationer. Detta överensstämmer med resultaten för importtoppar, där samordnad styrning också gav större effekt än individuell styrning. Förklaringen är att den gemensamma styrningen utgår från nätstationens samlade nettoprofil och därmed kan använda den tillgängliga batterikapaciteten där den gör störst nytta för området som helhet. I det individuella scenariot styrs batterierna i stället utifrån varje kunds egen profil, vilket inte nödvändigtvis sammanfaller med de timmar då nätstationens exporttopp uppstår.

Resultaten visar också att exporttopparna ökar när solcellsutbyggnaden ökar från dimensioneringen med 50 % av årsförbrukning till 100 %. Samtidigt minskar den relativa möjligheten att kapa exporttopparna. Detta är väntat eftersom batterikapaciteten hålls konstant mellan solcellsnivåerna, medan mängden producerad solceller ökar. När mer produktion tillkommer under redan solrika timmar uppstår större överskott, vilket gör att batterierna oftare begränsas av sin effekt- eller energikapacitet.

Utifrån simuleringarna undersöks även hur mycket solcellsutbyggnaden kan öka med gemensamt styrda batterier, utan att exporttoppen blir högre än i motsvarande scenario utan batterier. För varje nätstation ökas därför den installerade solcellseffekten i S3 tills medelvärdet av de tre högsta exporttopparna når samma nivå som i S1 vid den ursprungliga solcellsdimensioneringen. Resultaten visar att den installerade solcellseffekten kan vara cirka 40–55 % högre med gemensamt styrda batterier innan samma exporttoppsnivå nås, i fallet där den installerade solcellsmängden motsvarar 50 % av årsförbrukningen.

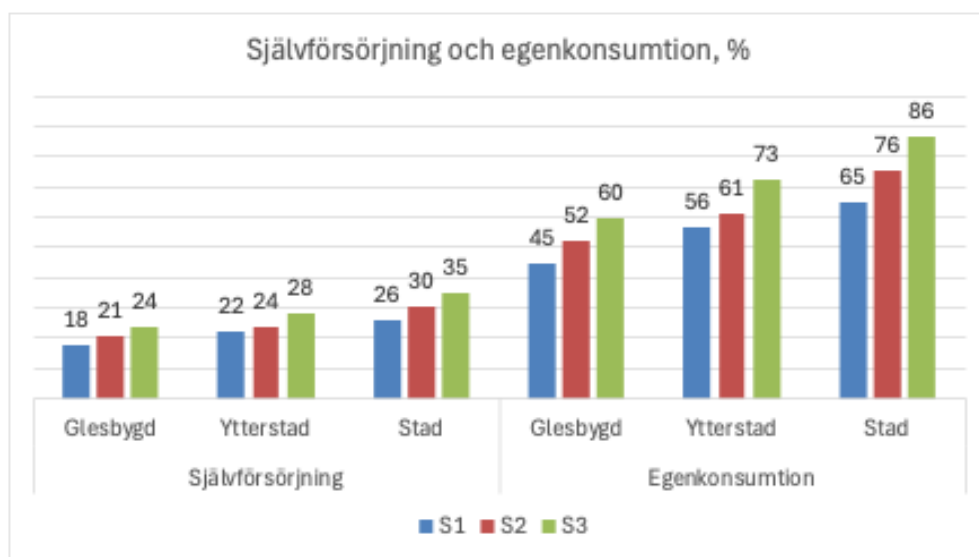
**Tabell 8.** Tabellen visar skillnad i möjlig mängd installerad solcellseffekt vid olika scenarier, med samma exporttopp.

|           | Referensnivå för exporttopp (kW) | Installerad sol i S1 vid referensnivån (kWp) | Installerad sol i S3 vid samma exporttopp (kWp) | Möjlig ökning av installerad sol |
|-----------|----------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------------------------|----------------------------------|
| Glesbygd  | 142                              | 234                                          | 328                                             | 40 %                             |
| Ytterstad | 291                              | 542                                          | 756                                             | 39 %                             |
| Stad      | 412                              | 825                                          | 1287                                            | 56 %                             |

För att komplettera analysen av effekttoppar studeras även självförsörjningsgrad och egenkonsumtion. Självförsörjningsgraden visar hur stor andel av nätstationens årliga elanvändning som täcks av lokal solel, direkt eller via batteri.

Egenkonsumtionen visar i stället hur stor andel av den producerade solelen som används inom nätstationen och därmed inte exporteras.

Om vi undersöker hur självförsörjandegraden och egenkonsumtionen, dvs andelen av nätstationens elanvändning som täcks av lokal solelproduktion på årsbasis samt hur mycket av solelen som används under nätstationen, får vi följande:



**Figur 20.** Självförsörjandegraden och egenkonsumtion för de olika scenarierna och nätstationerna, när solelproduktionen motsvarar 50 % av årsförbrukningen för respektive kund.

Grafen visar att både självförsörjningsgraden och egenkonsumtionen ökar från S1 till S3. I en simulering där vi granskar dessa mått även vid en solcellsmängd som täcker 100 % av årsförbrukningen så ökar inte dessa värden proportionerligt, självförsörjningsgraden ökar aningen, men dubblas inte och egenkonsumtionen minskar istället. Detta beror på att mängden batterier inte ökar med mängden solceller och solelproduktionen blir då koncentrerad till samma timmar. En större

andel av solelen kan därför inte användas inom nätstationen vid produktions-  
tillfället eller lagras i batterierna, utan exporteras till överliggande nät.

Sammantaget visar resultaten att batterier och gemensam styrning kan minska  
exporttoppar från lokal solelproduktion, men att nyttan begränsas när  
solcellsutbyggnaden ökar utan att batterikapacitet eller flexibel elanvändning ökar  
i motsvarande grad. Resultaten pekar därmed på att energigemenskapers  
potentiella nätnytta inte enbart ligger i att möjliggöra lokal produktion, utan i att  
samordna produktion, lagring och konsumtion utifrån elsystemets behov och  
tillföra en ökad mängd flexibla resurser till systemet, som faktiskt kan flytta  
produktion och konsumtion närmare varandra.

#### 4.3.3 Begränsningar i modellen

Modellen bygger på ett antal förenklingar som bör beaktas vid tolkningen av  
resultaten:

- Solelproduktionen baseras på solinstrålningsdata som ger produktion  
även under vintermånaderna. I praktiken kan produktionen under delar  
av vintern vara lägre än modellen anger, exempelvis på grund av snötäcke  
på panelerna. Detta kan leda till en överskattning av vinterproduktion och  
påverka beräkningen av självförsörjningsgrad och egenkonsumtion.
- Analysen sker på nätstationsnivå. Det innebär att samtidig produktion och  
konsumtion under samma nätstation antas kunna kvittas i områdesnätet.  
Detta är relevant för att analysera påverkan mot överliggande nät, men  
modellen fångar inte eventuella flaskhalsar längre ut i lågspänningsnätet.  
Om begränsningen finns i en enskild kabel eller servis kan den geografiska  
placeringen av produktion, konsumtion och batterier få större betydelse än  
vad modellen visar.
- Med kundernas konsumtionsdata tas ingen hänsyn till hur de hade agerat  
om de hade haft solceller på riktigt, det vill säga om de skulle ha ändrat sin  
förbrukning.
- Solinstrålningsdatan är från 2023 medan konsumtionsdatan avser 2024.  
Skillnader i väder mellan åren kan skapa mismatchningar mellan  
produktion och konsumtion. Detta kan påverka både samtidigheten  
mellan lokal produktion och elanvändning samt storleken på  
exporttopparna.
- Konsumtionsdatan baseras på verkliga kunders uppmätta uttag och  
påverkas därför av de tekniska resurser och beteenden som redan fanns  
hos kunderna under mätåret. Vissa kunder kan exempelvis redan ha  
solceller, batterier eller laststyrning, men detta identifieras inte separat i  
modellen. I simuleringen används de uppmätta användarprofilerna som  
givna och kunderna tilldelas därefter schablonmässigt nya solceller och  
batterier. Modellen tar därmed inte hänsyn till om kunderna redan hade  
lokal produktion eller flexibilitet, och inte heller till hur deras  
elanvändning skulle kunna förändras efter en faktisk installation.  
Resultaten bör därför tolkas som en teknisk simulering där produktion och

lagring adderas till historiska användarprofiler, snarare än som en prognos över kundernas framtida beteende.

- Datan är timupplöst. Det innebär att all produktion och konsumtion inom samma timme betraktas som samtidig. I verkligheten kan variationer inom timmen påverka både exporttoppar och möjligheten att använda lokal solcell direkt. Timupplösningen kan därför överskatta graden av samtidighet och därmed egenkonsumtionen inom området.
- Batteristyrningen bygger på en månadsvis tröskeloptimering där exportgränsen successivt sänks tills batteriet inte längre klarar att hålla exporten under gränsen. Detta innebär i praktiken att modellen har perfekt kännedom om månadens produktion och konsumtion. Resultaten bör därför tolkas som en teknisk potential snarare än som ett förväntat utfall av en enkel realtidsstyrning.
- Batterierna laddas inte från nätet i modellen. De laddas endast vid lokalt produktionsöverskott och laddas ur vid lokal import. Resultaten beskriver därför inte potentialen från styrstrategier där batterier även kan laddas från nätet, exempelvis baserat på elpris, prognoser eller nätavgifter.
- Analysen tar inte hänsyn till kundernas fysiska förutsättning för solceller, exempelvis vilken typ av takyta de har. Solcellerna har dessutom placerats i optimal vinkel (45 grader) – något som inte alla tak har. Detta gör troligtvis att många kunder får en bättre möjlighet att producera el från solceller i modellen jämfört med verkligheten. Men det går också att se som ytterligare en fördel för det kollektiva fallet, då möjligheten till energidelning skulle göra att solcellerna är möjliga att placera på ställen med bättre förhållanden, jämfört med om kunden behöver ha dessa på sitt egna tak.

## 5 Kompletterande nät eller virtuell avräkning?

En av de frågor som analyserades inom ramen för projektet, och specifikt inom examensarbetet var om energidelning genom virtuell avräkning och energidelning via ett kompletterande nät skiljer sig åt ur ett elnätsperspektiv. Frågan kunde inte besvaras enbart genom den kvantitativa modelleringen som presenterades i föregående kapitel, eftersom områdets samlade effektutbyte med överliggande nät simuleras. Detta fångar de övergripande flödena till och från området, men inte hur belastningen fördelas i det lokala nätet eller om det uppstår exempelvis spänningsproblem eller flaskhalsar i enskilda ledningar. Analysen kompletterades därför med intervjuer med fem aktörer med expertkompetens från Öresundskraft, Kraftringen, Ellevio och E.ON, några genomförda inom ramen för examensarbetet och några av projektgruppen. Dessa resultat kompletteras med intervjuer med energigemenskaper, samt resultat från workshop och referensgruppsmöten.

### 5.1 SKILLNADER I FYSISKT FLÖDE OCH NÄTPÅVERKAN

En central slutsats som uppkom från intervjuerna med elnätsexperterna är att energidelning redan sker i nätet automatiskt. Elflöden bestäms av nätets elektriska egenskaper och följer den väg som har lägst impedans – oavsett ekonomiska överenskommelser. Detta innebär att el som produceras i en byggnad och matas ut på det ordinarie nätet redan i dag kan användas av en närliggande byggnad med samtidig elanvändning, om förutsättningarna i nätet medger detta. Detta sker därmed även vid virtuell energidelning.

Ett kompletterande nät kan däremot skapa en separat fysisk förbindelse mellan fastigheter eller byggnader, och därmed påverka vilka kablar som belastas. Experterna menar emellertid att detta i många fall inte påverkar de aggregerade flödena mot överliggande nät. Ett kompletterande nät kan ge nätnytta om det finns lokala begränsningar i lågspänningsnätet. I sådana fall kan en separat lokal infrastruktur skapa alternativa flödesvägar och därmed avlasta delar av det ordinarie nätet. Denna typ av avlastning kan inte uppnås genom virtuell avräkning ensam, eftersom den inte förändrar de fysiska flödesvägarna. Samtidigt framhölls i en intervju att sådana begränsningar oftast inte är styrande. I många tätare lågspänningsnät är kablarna tillräckligt dimensionerade för att distribuera el mellan kunder, och lokala kabelbegränsningar beskrevs därför inte som ett generellt problem. Om dessa problem uppstår sker det oftare i mer svaga eller glesa nät, exempelvis i glesbygd. Om det ordinarie nätet redan har tillräcklig kapacitet kan ett kompletterande nät därför i vissa fall leda till ett lägre utnyttjande av befintlig nätinфраstruktur, snarare än till en behövd nätavlastning.

Samtidigt visar expertintervjuerna att betydelsen av själva delningsformen inte bör överskattas. Energidelningens potentiella nätnytta vid en hög andel lokal elproduktion beror i första hand på om produktion och konsumtion kan samordnas över tid. Detta är särskilt tydligt för solcellsproduktion, som ofta är hög under timmar då elanvändningen i exempelvis bostadsområden är låg. Om det saknas matchande lokal konsumtion eller lagringskapacitet behöver överskottsproduktionen regleras ned eller fortsatt matas vidare mot överliggande

nät, även om fastigheterna är fysiskt sammankopplade via ett kompletterande nät. I intervjuerna lyfts i stället energigemenskapens samordnande funktion som en central möjlighet. Genom avtal mellan deltagare och anpassad elanvändning kan lokal konsumtion i högre grad sammanfalla med lokal produktion – något som inte är beroende av om delningen sker virtuellt eller med ett kompletterande nät.

Intervjuerna med energidelningsinitiativen illustrerar hur dessa förutsättningar kan se ut i praktiken. I Morgongåva är kapacitetsbrist i överliggande nät den centrala utgångspunkten. Fastighetsägarna vill installera mer solceller, men nätkapaciteten mot överliggande regionnät begränsar möjligheterna. Här undersöks i stället om kompletterande nät, i kombination med ökad lokal användning av den producerade elen och koppling till värmesystemet, kan minska belastningen mot överliggande nät. I projektet diskuteras bland annat om en av dagens två anslutningspunkter ska ersättas med lokal infrastruktur, eller om båda ska behållas för ökad redundans.

BRF Sparven illustrerar en annan funktion med fysisk delning. Där används ett internt nät mellan flera byggnader för att öka egenanvändningen av solen. Eftersom värmesystemet och annan större elanvändning är koncentrerade till ett av husen kan solen användas mer effektivt när byggnaderna kopplas samman. Det kompletterande nätet gör det möjligt att flytta produktion till de byggnader där behovet är störst, i stället för att vissa byggnader får överskott medan andra fortsatt behöver köpa el från nätet.

Ytterligare en skillnad som lyfts i intervjuerna med energidelningsinitiativen är möjligheten till ökad resiliens: fysisk infrastruktur inkl. batterilager och/eller reglerbar reservkraft i kombination med lokal styrning kan skapa förutsättningar för ö-drift, försörjning av prioriterade elanvändare och ökad redundans vid störningar. ViaEuropa lyfter dessutom att skillnaden i vissa fall kan gå längre än själva sammankopplingen, i EnergyNet-arkitekturen används energirouterar använder sig av modern kraftelektronik för att aktivt styra energiutbytet och hantera lokala nätfunktioner som spänning och frekvens genom galvanisk separering samt övervakning och styrning i realtid. Sådana funktioner kan virtuell avräkning inte i sig möjliggöra utan investeringar i liknande kraftelektronik.

Nytan av ett kompletterande nät är därför beroende av lokal nättopologi, belastningsmönster, kabeldimensioner, den systemarkitektur som väljs och var i nätet produktion och konsumtion är placerade. Detta innebär att frågan om kompletterande nät bidrar till en ökad överföringsförmåga inte kan besvaras generellt, utan kräver platsspecifik nätanalys.

## 5.2 SKILLNADER I EKONOMI OCH GENOMFÖRBARHET

En möjlig nätnytta är alltså att anpassa konsumtion mot produktion - oavsett delningssätt. Däremot skiljer sig de ekonomiska incitamenten åt i dagens regelverk. Vid virtuell avräkning passerar elen fortsatt det ordinarie koncessionspliktiga nätet och då betalas skatter och nätavgifter på motsvarande sätt som annan el som köps från nätet. Vid fysisk delning via ett kompletterande nät kan de ekonomiska villkoren vara mer gynnsamma, eftersom elen kan delas inom lokal infrastruktur och inte passerar det ordinarie nätet på samma sätt. Det

innebär att virtuell avräkning i nuläget inte ger samma ekonomiska drivkraft att anpassa konsumtionen till lokal produktion.

Skillnaden i ekonomiska incitament kan därmed påverka i vilken utsträckning deltagare är beredda att vara flexibla. Även om den underliggande nätnyttan — ökad samtidighet mellan lokal produktion och konsumtion — principiellt kan uppstå vid både virtuell och fysisk delning, kan dagens regelverk göra nyttan mer lönsam att realisera vid fysisk delning.

Detta påverkar också valet av delningslösning. Ett kompletterande nät innebär visserligen en investering i ny fysisk infrastruktur, men de mer gynnsamma ekonomiska villkoren för den el som delas kan samtidigt göra investeringen kommersiellt attraktiv. Investeringskostnad och praktisk genomförbarhet behöver därför bedömas tillsammans med de löpande ekonomiska incitament som respektive delningsmodell ger. Intervjuerna med energidelningsaktörerna visar att valet mellan virtuell avräkning och kompletterande fysisk infrastruktur i hög grad beror på områdets lokala förutsättningar.

Virtuell avräkning kan vara ett attraktivt alternativ där man vill använda befintlig nätinфраstruktur och undvika investeringar i nya fysiska nät. I Hammarby Sjöstad har inriktningen i huvudsak varit virtuell energidelning, eftersom en viktig utgångspunkt har varit att minimera behovet av ny infrastruktur. Projektet undersöker ett arbetssätt där deltagarna har samma elhandlare och där produktion och användning kvittas mellan deltagarna. Samtidigt framgår av intervjun att detta inte fullt ut motsvarar förutsättningarna i den aktuella lagstiftningsprocessen där det är inte är meningen att de ingående kunderna behöver ha samma elhandlare, och att virtuell delning då kan kräva omfattande utveckling av system för informationsöverföring och avräkning hos elhandlaren. Även i Almunge är målet virtuell delning, men av delvis andra skäl. Där beskrivs projektet i mindre skala och de vill utvärdera en klassisk modell för energigemenskaper enligt EU:s regelverk. Eftersom aktörerna redan har kontakt med varandra och flera resurser redan finns på plats bedöms virtuell avräkning vara en praktiskt genomförbar första modell.

Kompletterande nät kan dock vara ett alternativ även i befintlig bebyggelse, trots att de kräver investeringar i ny fysisk infrastruktur. En viktig förklaring är att de ekonomiska incitamenten vid fysisk energidelning i dagens regelverk kan göra investeringen lönsam även när etableringen omfattar grävning och ny kabel. Ett exempel är EnergyNets kommersiella pilot i Pottugnen/Spjället, där ny kabel grävs ned i befintlig stadsmiljö men där investeringen enligt intervjupersonen ändå bedöms vara kommersiellt motiverad för fastighetsägaren. Förutsättningarna bedöms i dagsläget vara särskilt gynnsamma i tätare bebyggelse, exempelvis flerbostadshus i urbana områden, där kostnaderna kan fördelas på fler användare. Intervjupersonen från ViaEuropa påpekar därtill att behovet av omfattande markarbeten varierar mellan olika områden. I vissa befintliga miljöer finns tomrör eller ledigt utrymme i kulvertar som kan användas för ny kabeldragning, vilket kan minska både ingrepp och investeringskostnad.

I Tamarinden valdes ett kompletterande nät, vilket möjliggjordes av att området byggdes från grunden. Kostnaden för delningsnätet beskrivs som begränsad i

relation till den totala projektkostnaden, och en förstudie pekade på att ett lokalt delningsnät kunde vara motiverat utifrån de nyttor som kunde uppnås. Samtidigt framhålls i intervjun att virtuell delning fortfarande är viktig för deras befintliga fastighetsbestånd, där fysisk sammankoppling inte är lika enkel att genomföra, och att Öbo är nyfikna på denna lösning framöver när man ska utveckla andra, redan existerande stadsdelar i Örebro.

Liknande resonemang återkommer i Uppsala kommuns arbete med Sydöstra stadsdelarna. Eftersom området planeras från grunden kan energiinfrastruktur integreras i stadsbyggnadsprocessen. Simuleringar inför projektet visar att den planerade solcellsproduktionen förväntas ge produktionstoppar som är tre gånger effekten på konsumtionen. Om det koncessionspliktiga nätet behöver dimensioneras för dessa produktionstoppar kan förstärkningsbehovet bli stort. I intervjun beskrivs därför ett kompletterande nät som samhällsekonomiskt lönsammare, bland annat eftersom det kan minska behovet av förstärkningar och koppar i det ordinarie nätet, där man räknade ut att mängden koppar som skulle krävas av ett kompletterande nät skulle bli ungefär en tredjedel lägre än om det koncessionspliktiga nätet byggdes ut. Emellertid framkom att det troligen beror på skillnaden i hur elnätsbolag skulle dimensionera förstärkningsbehovet i jämförelse med hur de som bygger det kompletterande nätet skulle göra – som exempelvis har kännedom kring planerade flexibla resurser och andra sätt som gör det möjligt med en snävare dimensionering. Att använda virtuell delning och batterier ansågs inte gångbart kopplat till de höga produktionstopparna.

Avslutningsvis kan kompletterande nät medföra en risk för teknisk eller kommersiell inlåsning om lösningen bygger på leverantörsspecifika system eller har begränsad kompatibilitet med olika tekniker, leverantörer och affärsmodeller. Detta kan även uppstå vid virtuell energidelning om teknik används i olika fastigheter som inte kan integreras med varandra. Virtuell delning ställer initialt högre krav på teknisk interoperabilitet, jämfört med kompletterande nät som initialt byggs ut som ett kompatibelt system. Men över tid blir detta en viktig teknisk förutsättning för båda formerna av energidelning.

### 5.3 SKILLNADER I ANSVAR OCH TILLIT

En ytterligare skillnad mellan virtuell delning och kompletterande nät gäller det långsiktiga ansvaret för infrastrukturen. I workshop, enkät och referensgrupp har det lyfts en oro för att driften av ett kompletterande nät kan bli beroende av enskilda personer eller eldsjälar och att det på längre sikt om energigemenskapen upphör blir elnätsbolaget som måste ta över det kompletterande nätet. Nätet kanske då inte är byggt enligt de standarder som nätbolagen kräver och att det blir resurskrävande för elnätsbolagen att ta över och förvalta – något som på sikt går ut över kundkollektivet.

Dessa frågor har även varit aktuella i projektet Sydöstra stadsdelarna, där man har samarbetat med lokalnätsägaren kring bland annat elsäkerhet och långsiktigt driftansvar för den kompletterande infrastrukturen.

Ett annat perspektiv på ansvar är energigemenskapens ansvar för att säkerställa en styrning som genererar nytta till elnätet. Om vi återgår till exemplet i Morgongåva

där begränsningen i elnätet är i överliggande nät, så borde det teoretiskt vara möjligt att både använda ett kompletterande nät eller virtuell avräkning givet att samma investeringar görs i flexibla resurser och styrning hos kunden. Det är dock inte givet att nätägaren har tillit till energigemenskapens förmåga att styra ner sina egna toppar, vilket krävs för en lösning med virtuell avräkning. När kunden, i detta fall Morgongåva, i stället bygger egen kompletterande infrastruktur som ska se till att solelproduktionen håller sig under gränserna innebär det ett mer givet ansvar för att säkerställa denna styrning. Nätägaren behöver då inte ta samma risk och tillåta installationer av solex som egentligen inte får plats i elnätet.

Det finns alltså en betydande skillnad i ansvar, förtroende, tillit och risk mellan de två alternativen som påverkar möjligheten för energigemenskapen att fritt välja lösning i sin dialog med nätägaren. Detta skulle kunna överbryggas framåt av att bättre teknik och system för virtuell avräkning utvecklas tillsammans med professionella aktörer som tar ansvar för styrningen och kan garantera styrningen mot nätägaren eller ta en förutbestämd konsekvens. Även för det kompletterande elnätet skulle professionella aktörer som bygger kompletterande infrastruktur efter bestämda standarder förebygga den oro som nätägarna ger uttryck för.

Sammantaget visar intervjuerna att trots att virtuell avräkning och kompletterande nät i många fall kan ge liknande påverkan på de aggregerade elektriska flödena mot överliggande nät, så finns skillnader som gör att kompletterande nät idag väljs som lösning i högre utsträckning. Samtidigt finns hos nätägarna ofta en önskan om att virtuell delning bör ses som ett huvudalternativ då det undviker ytterligare infrastruktur. Enligt intervjuerna framstår kompletterande nät som mer relevant när kapacitetsbrist begränsar möjligheten att installera mer lokal produktion, vid nybyggnation eller när det finns lediga kulvertar eller tomrör i marken, medan virtuell delning blir mer relevant i befintlig bebyggelse där det finns omständigheter som gör fysisk sammankoppling svår eller dyr att genomföra. Eftersom förutsättningarna för virtuell energidelning ännu inte är fullt utvecklade går det dock inte att generellt avgöra vilken lösning som är mest resurseffektiv.

## 6 Mer investeringar i flexibilitet

Vi ser i exempel från flera intervjuer att energidelning i kompletterande nät redan idag ger större investeringar i solenergi än vad som varit möjligt utan delningen. Med ekonomiska incitament för lokal energidelning i det ordinarie elnätet (via virtuell delning) är det möjligt att investeringarna i solceller skulle öka även i dessa fall. Om det också finns tillräckligt starka incitament för att undvika kollektiva överskott av soler så kan detta leda till ökade investeringar i energilagring och flexibel laststyrning. Dessa funktioner kan sedan även användas till att kapa toppar och ge olika nyttor till det lokala elnätet, som att sänka den totala användningen av el vintertid och därmed stärka elnätets kapacitet.

Utifrån detta resonemang så kan lokal energidelning inte bara leda till att sänka effektopparna mer effektivt, genom kollektiv styrning, utan även resultera i att öka den volym flexibla resurser som finns tillgängliga. Därtill så tillkommer effekten av att flexibla resurser kan byggas mer storskaligt med energidelning, då det möjliggör gemensamma investeringar, även om de behöver inrymmas inom varje elnätsabonnemang. Dessa hypoteser avser det här kapitlet att analysera i mer detalj genom några exempel.

### 6.1 VAD KOSTAR DET ATT INVESTERA I TEKNIK?

För att göra dessa uppskattningar behöver vi först ha en uppfattning om vad det kostar att investera i olika teknik som solceller, batterier och elbilar. I den här rapporten har vi därför utgått från följande kostnader som även anger kostnad i förhållande till storlek på anläggningen.

Tabell 9. Tabell över de kostnader (exkl. moms) som används i rapporten för beräkning av investeringar

| Teknik                     | Kostnad          | Typisk storlek               | Kostnad för typisk storlek |
|----------------------------|------------------|------------------------------|----------------------------|
| Solceller – villa          | 13 000 kr/kW     | 10 kW                        | 130 000 kr                 |
| Solceller – fastighet      | 10 000 kr/kW     | 100 kW                       | 1 000 000 kr               |
| Solceller – liten park     | 7 000 kr/kW      | 1 MW                         | 7 000 000 kr               |
| Batteri – villa            | 8 000 kr/kWh     | 10 kW / 20 kWh               | 160 000 kr                 |
| Batteri – fastighet        | 4 000 kr/kWh     | 100 kW / 200 kWh             | 800 000 kr                 |
| Batteri – liten park       | 2 500 kr/kWh     | 1 MW / 2 MWh                 | 5 000 000 kr               |
| Elbilsladdning – villa     | 10 000 kr/st     | 1 × 11 kW                    | 10 000 kr                  |
| Elbilsladdning – villa V2G | 30 000 kr/st     | 1 × 11 kW                    | 30 000 kr                  |
| Elbilsladdning – fastighet | 200 000 kr/paket | 10 × 11 kW + lastbalansering | 200 000 kr                 |
| Elbil – normalstor         | 400 000 kr/st    | Batteristorlek: 60 kWh       | 400 000 kr                 |

För att kunna jämföra investeringar i olika tekniker används årlig ekvivalent kostnad, EAC (Equivalent Annual Cost). Teknikerna som analyseras har olika investeringskostnader, livslängder och kostnader för drift och underhåll. En jämförelse enbart baserad på den initiala investeringskostnaden skulle därför inte ge en rättvisande bild av den långsiktiga kostnaden.

EAC innebär att investeringens kapitalkostnad fördelas över teknikens ekonomiska livslängd med hänsyn till kalkylräntan. Till den annualiserade investeringskostnaden läggs de årliga kostnaderna för drift och underhåll (OPEX). Resultatet är en jämförbar årlig kostnad i kronor per år.

Beräkningen görs enligt:

$$EAC_i = CAPEX_i \left[ \frac{r(1+r)^{n_i}}{(1+r)^{n_i} - 1} + o_i \right]$$

där  $CAPEX_i$  är investeringskostnaden,  $r$  är kalkylräntan,  $n_i$  är teknikens livslängd och  $o_i$  är den årliga drift- och underhållskostnaden uttryckt som andel av investeringskostnaden. I beräkningarna används en real kalkylränta på 4 %.

Följande indata används för livslängd och OPEX:

Tabell 10. Ytterligare parametrar för investeringsberäkningar

| Teknik        | Livslängd | OPEX %/år |
|---------------|-----------|-----------|
| Solceller     | 30        | 1 %       |
| Batterilager  | 12        | 2 %       |
| Elbilsaddning | 12        | 2 %       |

Nedan presenteras resultatet för EAC.

Tabell 11. Beräknad EAC för de olika teknikslagen.

| Teknik                    | CAPEX        | Årlig ekvivalent kostnad |
|---------------------------|--------------|--------------------------|
| Solceller – villa         | 130 000 kr   | 8 800 kr/år              |
| Solceller – fastighet     | 1 000 000 kr | 68 000 kr/år             |
| Solceller – liten park    | 7 000 000 kr | 475 000 kr/år            |
| Batteri – villa           | 160 000 kr   | 20 000 kr/år             |
| Batteri – fastighet       | 800 000 kr   | 100 000 kr/år            |
| Batteri – liten park      | 5 000 000 kr | 630 000 kr/år            |
| Elbilsaddning – villa     | 10 000 kr    | 1 300 kr/år              |
| Elbilsaddning – villa V2G | 30 000 kr    | 3 800 kr/år              |
| Elbilsaddning – fastighet | 200 000 kr   | 25 000 kr/år             |

Genom att uttrycka kostnaderna som en årlig ekvivalent kostnad kan investeringar i exempelvis solceller, batterilager och laddinfrastruktur jämföras trots att de har olika teknisk livslängd. Måttet kan även ställas i relation till den nytta investeringen skapar, exempelvis ökad energidelning eller minskad effekttopp.

## 6.2 VILKA INVESTERINGAR KRÄVER VÅR MODELLERING?

I vår modellering har vi antagit att alla kunder under en nätstation investerar i batterier eller elbilar med V2G-teknik, samt i ett fall solceller. Utifrån de kostnader som togs fram i föregående avsnitt kan vi uppskatta den totala årliga ekvivalenta kostnaden för våra olika fiktiva energigemenskaper. För att förenkla presentationen fokuserar vi endast på de tre fallen från Jämtkraft elnät.

**Tabell 12.** Uppskattade kostnader för fiktiva energigemenskaper.

|                                     | Jämtkraft – stad | Jämtkraft – ytterstad | Jämtkraft - glesbygd |
|-------------------------------------|------------------|-----------------------|----------------------|
| <b>Batterier</b>                    |                  |                       |                      |
| Antal små batterier                 | 124              | 135                   | 22                   |
| Antal fastighetsbatterier           | 16               |                       | 4                    |
| CAPEX batterier                     | 16 300 000 kr    | 9 500 000 kr          | 4 750 000 kr         |
| Årlig kostnad, EAC, batterier       | 4 000 000 kr     | 2 700 000 kr          | 850 000 kr           |
| <b>V2G-bilar (30 %)</b>             |                  |                       |                      |
| Antal V2G-bilar                     | 83               | 50                    | 12                   |
| CAPEX laddare V2G                   | 4 150 000 kr     | 2 500 000 kr          | 600 000 kr           |
| Årlig kostnad, EAC, laddare V2G     | 315 000 kr       | 190 000 kr            | 45 000 kr            |
| <b>Solceller</b>                    |                  |                       |                      |
| Antal små solcellsanläggningar      | 73               | 54                    | 23                   |
| Antal stora solcellsanläggningar    | 1                |                       |                      |
| CAPEX Solceller                     | 10 500 000 kr    | 7 000 000 kr          | 3 000 000 kr         |
| Årlig kostnad, EAC, solceller       | 700 000 kr       | 475 000 kr            | 200 000 kr           |
| <b>Solceller + batterier</b>        |                  |                       |                      |
| CAPEX solceller + batterier         | 26 800 000 kr    | 16 500 000 kr         | 7 750 000 kr         |
| Årlig kostnad, EAC, sol + batterier | 4 700 000 kr     | 3 150 000 kr          | 1 050 000 kr         |

Det kan konstateras att modelleringen innefattar stora investeringar i batterier. Detta i en omfattning på CAPEX som handlar om ungefär 70 000 kronor per kund i ytterstad och stad, medan glesbygden har färre men större kunder och då får en kostnad på 170 000 kronor per kund. För resurser som primärt investeras i för ett annat ändamål, såsom elbilar med V2G, bör endast den merkostnad som krävs för att möjliggöra flexibiliteten tillskrivas flexibilitetsfunktionen. I vårt V2G-case är den investeringen framför allt i en dyrare laddare, vilket blir cirka 10 000–13 000 kronor per kund för samtliga nätstationer. Till alla dessa tillkommer system för styrning.

För solceller har modellen tagit fram solcellsanläggningar som möter exakt halva årskonsumtionen och de varierar därför stort i storlek och nästan ingen är exakt 10 kWp eller 100 kWp. De största anläggningarna i modellen är runt 40–60 kWp och därför har den dyraste kostnaden för solceller använts på samtliga installationer utom en i fallet stad som ändå var så pass stor att en lägre kostnad kan vara rimlig.

Investeringarna i teknik ska motiveras med en nytta. Den nytta som har beräknats i detta projekt är effektkapning och ökad egenanvändning. Genom att dividera den årliga ekvivalenta kostnaden för batterier med den årliga nyttan kan vi jämföra de olika nätstationernas resultat. Då framträder att den största energigemenskapen, nätstationen i staden, med 224 kunder får den största nyttan per krona. Notera att batterier kan medföra andra nyttor än de vi kunnat kvantifiera här vilka investeringarna ska fördelas på och bäras av. Därmed ska inte de exakta siffrorna här nedan användas som en sanning för vad effektkapning kan tänkas kosta.

**Tabell 13.** Kostnaden för de nyttor som skapas i form av kapad effekt och höjd egenkonsumtion.

|                                     | Jämtkraft –<br>stad | Jämtkraft –<br>ytterstad | Jämtkraft –<br>glesbygd |
|-------------------------------------|---------------------|--------------------------|-------------------------|
| Resultat                            |                     |                          |                         |
| Maximal effektkapning vinter        | 112 kW              | 71 kW                    | 17 kW                   |
| Ökning av egenkonsumerad delad el   | 142 300 kWh         | 68 600 kWh               | 28 000 kWh              |
| Investering per nytta               |                     |                          |                         |
| Investering per kapad effekt        | 36 500 kr/kW        | 38 200 kr/kW             | 49 400 kr/kW            |
| Investering per ökad egenkonsumtion | 29 kr/kWh           | 40 kr/kWh                | 30 kr/kWh               |

### 6.3 GER GEMENSAMMA INVESTERINGAR MER FLEXIBILITET?

En frågeställning som projektet tidigt identifierade var: Kan energidelning leda till mer flexibilitet i elsystemet genom gemensamma investeringar?

Utifrån tabellen i avsnitt 6.1 om olika typiska investeringskostnader går det att extrahera vilket kapacitetsutbyte per investerad krona som gemensamma större investeringar kan ge. Vid en investering på en miljon kronor fås exempelvis enbart 125 kWh hemmabatterier medan en större fastighet får det dubbla, 250 kWh. Kan i stället en mindre batteripark byggas ger miljonen 400 kWh batterikapacitet. Vid jämförelse av dessa investeringar kan den möjliga kapacitetsökningen beskrivas.

Tabell 14. Möjlig ökad kapacitet per investerad krona när större anläggningar byggs gemensamt.

|                                        | Kapacitetsökning |
|----------------------------------------|------------------|
| Batteri                                |                  |
| Villabatteri -> Fastighetsbatteri      | 100 %            |
| Fastighetsbatteri -> Liten batteripark | 60 %             |
| Villabatteri -> Liten batteripark      | 220 %            |
| Solceller                              |                  |
| Solceller villa -> Solcell fastighet   | 30 %             |
| Solceller fastighet -> Liten solpark   | 45 %             |
| Solceller villa -> Liten solpark       | 86 %             |

Genom att skapa förutsättningar för gemensamma investeringar kan vi få en kapacitetsökning på mellan 30–80 % för solceller och 60–220 % för batterier. Gemensamma investeringar kan därmed ge betydligt större installerad kapacitet per investerad krona och har potential att bidra till en mer kostnadseffektiv omställning. Redan idag är det förstås tillåtet för flera kunder att investera i gemensamma resurser som kan ge denna effekt, dock har de inte fullt ut möjlighet att dra nytta av den el som produceras om de inte bygger ett eget IKN-nät mellan resursen och den egna fastigheten. Med den nya lagstiftningen för energidelning finns bättre möjlighet att fördela el från gemensamma investeringar.

Samtidigt kommer skatt och full nätavgift att gälla på all delad el, enligt energidelningslagstiftningen, vilket av kunder kan upplevas som rimligt om resursen befinner sig långt från dem själva, men om den byggs i närområdet är det sannolikt att kunder som gör gemensamma investeringar anser att en full nätavgift på el som delas en så kort sträcka inte känns motiverad. De kommer då i första hand att överväga att bygga ett eget IKN-nät för att undvika dessa avgifter, vilket beroende på avstånd kan vara motiverat och lönsamt. Motivet till ett kompletterande nät kan också ligga i att den gemensamma investeringen blir större än deras befintliga nätanslutningar, och därmed inte heller tillåts utan ytterligare nätförstärkning av nätägaren.

Med bakgrund till att gemensamma investeringar ger mer energiomställning per krona för mikroproducenter finns flera lagstiftningar som skulle kunna ses över, bland annat det gröna teknikavdraget som finansierar investeringar i solceller, batterier och laddinfrastruktur för enskilda hushåll. För laddinfrastruktur finns redan stöd som riktar sig mot BRF:er, samfälligheter m.m, men det bör utredas om gemensamma investeringar av privatpersoner ska kunna få motsvarande stöd för andelar i gemensamma anläggningar. Ett hushåll kan fatta ett helt rationellt beslut när det köper ett eget litet batteri med 50 % skattereduktion. Men 50 sådana individuellt rationella beslut kan tillsammans kräva mer kapital och material än ett gemensamt batteri som levererar motsvarande funktion. Vidare diskussioner om behov av policyförändringar finns att läsa i kapitel 10.

För investeringar i batterier kan energidelning bli en viktig komponent för lönsamhet. Batterier kräver relativt stora investeringar och är idag en av de dyraste flexibilitetsresurser som trots det fortsatt byggs ut i stor skala. Den möjliga lönsamheten för batteriinvesteringar bygger på något som på engelska kallas för *service stacking*. Det innebär att det krävs flera olika intäktsströmmar för att bygga affären. Det är idag oftast inte möjligt att motivera en investering i ett fristående batteri enbart med intäkter från en lokal flexibilitetsmarknad, stödtjänster eller energi-arbitrage. Utan det krävs idag att flexibiliteten i resursen optimeras mot olika marknader och hela tiden budar och agerar på den som ger bäst utdelning för stunden. Det krävs därmed också en god marknadskännedom och ofta avancerad optimering, något som inte en enskild konsument har möjlighet till. Genom att lägga till kostnadsbesparingar från gemensam optimering både när det kommer till egenanvänd el och att kapa effekttoppar, kan lönsamheten för ett batteri förbättras. Detta givet att det finns ekonomiska incitament som ger detta värde.



**Figur 21.** Illustration över olika värden som flexibla resurser kan optimeras mot för att maximera nyttan och intäkterna. Ju fler tjänster som kan läggas till desto bättre blir förutsättningarna för lönsamhet.

Den lokala energidelningen i sig ger dock inte ensamt tillräckliga incitament för investeringar i batterier. Hur mycket extra intäkter som krävs för att göra dessa investeringar tillräckligt lönsamma varierar stort och en fördjupad analys har inte inrymts inom projektet, men ett snabbt överslag visar att enbart energidelning inte kan bära investeringen i batterier. Så ytterligare intäktsströmmar behövs för att göra batteriet lönsamt, t.ex. sänkta effektagifter vintertid eller intäkter från lokal flexibilitetsmarknad och stödtjänstmarknader.

Andra flexibla resurser, som elbilar och värmepumpar kan ha lättare att uppnå lönsamhet då deras investering ofta bärs av andra syften och dess flexibilitet blir tillgänglig för elsystemet som en bonus. I projektet FlexAbility<sup>34</sup> presenterades en teoretisk utbudskurva för flexibilitet där flexibilitet från kundsidan i hög grad uppskattades vara billigare än exempelvis batterier, detta med undantag för flexibilitet från industrier som i flera fall uppskattades vara högre. För att möjliggöra optimering av lokal energidelning med hjälp av efterfrågefleksibilitet krävs emellertid tillgång till mätdata och nära realtidsstyrning, läs mer om detta i kapitel 7, vilket bidrar till en viss kostnad för att realisera potentialerna.

Analysen stödjer därmed hypotesen att lokal energidelning kan bidra till att fler flexibla resurser tillkommer än vad som hade varit realistiskt för enskilda aktörer. Det sker genom flera samverkande mekanismer. Gemensamma och större

<sup>34</sup> Power Circle, *FlexAbility – Potential, värde och målkonflikter för flexibilitetsresurser. Delrapport 1: Flexibilitetsresurser, potential och behov år 2030 (2025)*, [https://powercircle.org/flexability\\_delrapport\\_1.pdf](https://powercircle.org/flexability_delrapport_1.pdf)

installationer kan sänka investeringskostnaden per installerad kW eller kWh, samtidigt som energidelning skapar ytterligare ett ekonomiskt värde som kan bidra till lönsamheten för t.ex. batterier. Om energidelningen dessutom möjliggör större investeringar i lokal solet ökar både behovet av och värdet av flexibilitet.

Det innebär att energidelning inte bara kan förbättra utnyttjandet av de flexibla resurser som redan finns, utan också påverka hur mycket flexibilitet som över huvud taget blir ekonomiskt rimlig att investera i. Effekten bedöms under dagens förutsättningar vara starkare vid energidelning genom kompletterande nät, där större investeringar i lokal soletproduktion ofta är möjlig vid lokala begränsningar i elnätet. De kan därmed få större nytta av den ökade flexibilitet och mer kollektiv egenanvändning. För virtuell energidelning är motsvarande incitament svagare.

#### 6.4 GER REDUCERAD SKATT OCH ELNÄTSAVGIFT INCITAMENT TILL MER FLEXIBILITET?

I våra modelleringar i kapitel 4 och exjobbet har vi utgått från att både virtuell delning och energidelning via kompletterande nät har gjort investeringar i samma resurser, lika mycket solceller och lika mycket flexibilitet. Men då energidelning i det kompletterande nätet inte mäts och beläggs med skatt och nätavgift uppstår frågan ifall energidelning med kompletterande nät också kan resultera i mer investeringar av flexibla resurser vilket då potentiellt skulle kunna öka nyttan och den effektkapning som det lokala nätet kan få dela av.

För att beräkna hur mycket pengar det handlar om i olika fall har resultaten från den tredje modelleringen i Jämtkrafts nät använts där modellen har tilldelat kunderna solceller i grundfallet och sedan batterier som styrs individuellt eller kollektivt för att kapa produktionstopparna. Notera att optimeringen här inte utgått från att maximera antalet kilowattimmar som gemensamt egenkonsumeras under nätstationen, utan optimeringen har utgångspunkt i att kapa de största topparna så mycket som möjligt. Detta innebär att viss nettoexport släpps igenom om den inte bidrar till de högsta topparna och att en något större gemensam egenkonsumtion eventuellt skulle vara möjlig att uppnå med annan modellering.

Om vi börjar med grundfallet kan vi notera att redan utan flexibilitet så delas el mellan kunderna i området enbart av fysikens lagar, vilket resoneras om i avsnitt 5.1. I fallet med kompletterande nät skulle denna delning kunna gå via det egna nätet. Detta handlar i våra tre fall om ungefär 3–5 % av den årliga konsumtionen under nätstationen som tillgodoses med el som kommer från grannarnas anläggningar. I vår modellering med batterier och kollektiv optimering dubblas till tredubblas volymen egenkonsumerad el beroende på om soletproduktionen är 50 eller 100 % av årskonsumtionen. I den individuella optimeringen minskar i stället den delade elen under nätstationen, då mer soletproduktion egenanvänds direkt hos kunden och den delade volymen el då minskar.

För beräkningarna har vi använt en rörlig nätavgift på 25 öre/kWh vilket är ett uppskattat genomsnittligt värde där specifika nätägare har avgifter som varierar mellan 7–45 öre/kWh. För energiskatten har årets skatt om 36 öre/kWh exkl. moms använts i beräkningarna. I tillägg till detta skulle även skillnaden mellan köpt och såld el kunna användas för beräkningarna, men då dessa priser varierar mycket

över tid och det är oklart vilket pris som kunderna i den lokala energidelningen betalar till varandra har denna kostnad här inte tagits med i beaktning.

**Tabell 15. Undvikta kostnader för kollektivt egenanvänd el i eget nät vid 50 % solceller i ytterstad och stad.**

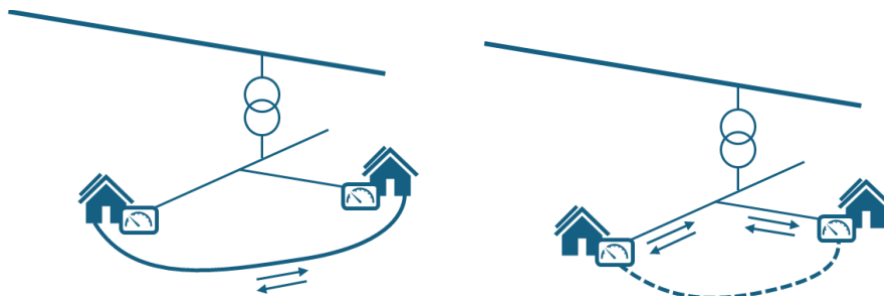
| Scenario                                       | Kollektiv egenanvändning | Undvikta kostnader   |
|------------------------------------------------|--------------------------|----------------------|
| Solceller utan batterier                       | 40 000–80 000 kWh        | 25 000–50 000 kr/år  |
| Solceller och batterier med kollektiv styrning | 100 000–225 000 kWh      | 65 000–140 000 kr/år |

För en energigemenskap som delar el i ett kompletterande nät skulle det i grundfallet utan flexibilitet kunna handla om att kostnader på 25–50 tusen kronor per år undviks. Görs investeringar i flexibla resurser i den grad vi har kikat på i våra modelleringar skulle antalet kilowattimmar som kan egenkonsumeras öka till 100 000 till 225 000 per år och de undvikta kostnaderna öka till 65–140 tusen kronor. Detta kan ställas i relation med den årliga investeringskostnaden (EAC) för batterier som var 100 000 kr/år för batterier i fastighetsstorlek. För en kapitalstark energigemenskap skulle pengarna då kunna räcka till exempelvis ett mellanstort batteri. För att åstadkomma denna energidelning har dock först en ganska stor investering i batteri gjorts på omkring 16 miljoner kronor, vilket innebär en kostnad per kund på omkring 70 000 kr. Investeringskostnaden kan dock sänkas om investeringarna görs mer gemensamt enligt resonemang i föregående avsnitt.

Samtidigt har en energigemenskap med eget kompletterande nät också gjort en investering i sitt eget nät och tillhörande utrustning, vilket gör att de initialt haft en ännu större investering än vad det skulle varit med virtuell energidelning. Skulle liknande regler införas för virtuell delning för att jämna ut förutsättningarna mellan olika energidelningsalternativ innebär det i ett scenario utan batterier, där 10 000 stora energigemenskaper med lokal energidelning finns i Sverige, ett skattebortfall på 300 miljoner kronor per år samt minskade nätintäkter på 200 miljoner kronor per år. Detta utan att någon direkt nytta görs för nätägaren eller invånare utöver de som ingår i energidelningen eftersom elen redan i dagsläget delas i det befintliga elnätet. Detta eftersom elen redan idag delas via det befintliga elnätet på samma sätt. Det är först när ytterligare flexibilitet införs som ökar den kollektiva egenanvändningen speciellt vid höga toppar som en nytta uppstår. I vårt modellerade fall skulle då egenkonsumtionen kunna dubblas eller tredubblas. I vår fortsatta analys blir det därför viktigt att se till att ekonomisk ersättning inte ges för någon form av skatteplanering eller onyttig energidelning.

Samtidigt som kompletterande nät idag har fler ekonomiska incitament kan virtuell lokal energidelning omfatta fler fastigheter. När energidelning görs med ett kompletterande likströmsnät behöver dessa ligga relativt nära varandra och ger därmed en något mer begränsad potential för samordning. I vår modellering har vi utgått från att både virtuell energidelning och energidelning i kompletterande nät är möjlig under varje nätstation. Men i praktiken kanske vissa byggnader eller fastigheter ligger för långt ifrån varandra för att ett kompletterande nät ska vara rationellt. Detta gör att virtuell delning i praktiken kan ha möjlighet att inkludera

fler kunder som inte skulle ha möjlighet att investera i egna elnät.



**Figur 22.** Schematisk bild av skillnaden mellan energidelning med ett kompletterande likströmsnät (till vänster) respektive ett så kallat virtuellt nät, med avräkning av elkundernas vanliga elmätare (till höger).

## 6.5 SAMMANTAGEN ANALYS

Sammantaget stödjer analysen hypotesen att lokal energidelning kan bidra till att mer flexibilitet tillgängliggörs, men genom flera olika mekanismer. För det första kan befintliga flexibla resurser utnyttjas effektivare genom kollektiv styrning. För det andra kan gemensamma investeringar ge betydligt större installerad kapacitet per investerad krona än motsvarande individuella investeringar. För det tredje kan energidelning skapa ytterligare ekonomiska värden som förbättrar lönsamheten för investeringar i exempelvis batterier och styrning.

Resultaten innebär däremot inte att lokal energidelning ensam gör investeringar i flexibilitet lönsamma. För batterier krävs sannolikt fortsatt flera parallella nyttor och intäktströmmar, exempelvis energi-arbitrage, stödtjänster, minskade effektkostnader och ökad egenanvändning. Energidelning bör därför snarare betraktas som ytterligare ett värde i denna kombination än som den enskilda affär som finansierar investeringen.

Analysen pekar samtidigt på en målkonflikt i utformningen av ekonomiska incitament. Reducerad energiskatt eller nätavgift på lokalt delad el skulle stärka drivkraften att öka den kollektiva egenanvändningen och därmed även värdet av flexibilitet. Samtidigt innebär sådana reduktioner minskade skatteintäkter och nätintäkter, även i situationer där energidelningen inte medför en motsvarande nytta för elsystemet. Ett framtida incitament bör därför i möjligaste mån kopplas till den nytta som energigemenskapen faktiskt skapar, snarare än enbart till mängden lokalt delad el.

En viktig slutsats är att regelverk och styrmedel inte bör göra den organisatoriska formen för investeringen avgörande för dess lönsamhet. När flera hushåll eller fastigheter kan uppnå samma funktion med en större gemensam resurs till lägre kostnad bör styrmedlen inte samtidigt skapa starkare incitament för många mindre individuella investeringar. Mer neutrala förutsättningar för individuella och gemensamma investeringar skulle kunna ge hushållen större möjlighet att välja den lösning som ger mest omställning och flexibilitet per investerad krona.

## 7 Teknikbehov och framtida utveckling

För att energigemenskaper ska kunna mäta, samordna och styra resurser på lokal nivå krävs olika former av digitala och tekniska lösningar.

I enkäten och workshopparna diskuterades om utvecklingsbehov gällande digital teknik och förutsättningar för att energigemenskaper ska kunna bidra med nytta till elsystemet. Svaren pekar på ett behov av digital utveckling som både möjliggör teknisk funktion och skapar förståelse, förutsägbarhet och skalbarhet. Kapitlet behandlar därför vilken teknik som krävs för att de tidigare beskrivna nyttorna ska kunna realiseras.

### 7.1 MÄTNING, PROGNOSE OCH STYRBARHET

Ett centralt behov som framträder i enkätsvaren gäller bättre mätning, datatillgång och högre upplösning i mätdata. För att energigemenskaper ska kunna koordinera flera fastigheter, resurser och användare krävs tillgång till mer detaljerade och tillförlitliga data nära realtid. Detta inkluderar både elmätare som kan synkroniseras med varandra, och system som ger överblick över produktion, lagring och flexibilitetsresurser på kollektiv nivå.

Till detta kopplas också behovet av automatiserad och optimerad styrning, där det finns behov av en tydlig styrning av in- och utmatning vid anslutningspunkter. Flera respondenter lyfter att styrningen i praktiken behöver kunna ske mer eller mindre automatiskt, baserat på tydliga prissignaler och andra styrsignaler från elmarknad och elnät. Här framträder energigemenskaper som potentiella marknadsaktörer, där digital teknik möjliggör att lokal produktion, batterier, V2G och användarflexibilitet kan aggregeras och styras som en samlad resurs.

Flera svar i enkäten betonar även behovet av prognostiseringsverktyg, både för energigemenskaper och för nätägare. Nätägare behöver utveckla sina förmågor att prognostisera när och var styrning behövs, medan energigemenskaper behöver verktyg för att ta emot styrsignaler via API:er och omsätta dessa i praktisk styrning av resurser.

Behovet av maskinläsbara prissignaler återkommer, liksom efterfrågan av utbyggda och standardiserade flexibilitetsmarknader, eller andra former av flexibilitetsavtal, som pekas ut som en nyckel för att energigemenskaper på enkelt och förutsägbart sätt ska kunna delta och bidra med faktiska nytta för elnäten.

Ett ytterligare perspektiv som inkommit gäller tillgången till mer högupplöst data från lågspänningsnätet. I dag har slutkunder i huvudsak direkt tillgång till detaljerad information från den egna anläggningen, medan nätföretagen har tillgång till mer omfattande information om belastningen i lokalnätet. En mer strukturerad och säker tillgång till relevant nätdata skulle kunna förbättra möjligheten att utveckla smarta kundlösningar som inte bara optimerar den egna eller energigemenskapens elanvändning, utan även tar större hänsyn till belastningen i lokalnätet. En sådan utveckling behöver samtidigt hantera frågor om informationssäkerhet, integritet, datakvalitet och ansvar.

En tydlig slutsats från enkätsvaren är att digital teknik inte kan realisera energigemenskapers nytta på egen hand. Flera respondenter understryker att elmarknaden och regelverken först måste ge korrekta styrsignaler och ekonomiska incitament på lokal, regional och nationell nivå.

## 7.2 STANDARDISERING OCH INTEROPERABILITET

Ett annat tydligt tema gäller kommunikation och standardisering. Respondenterna som besvarat enkäten efterfrågar nationellt standardiserade förutsättningar för kommunikation och styrning mellan energigemenskaper och nätägare, inklusive öppna och säkra protokoll. Det ställs även krav på möjligheten till kommunikation på kollektiv nivå. Digitalisering av lokala transformatorstationer och tydliga, maskinläsbara gränssnitt vid anslutningspunkten lyfts som viktiga steg för att möjliggöra skalbar integration av energigemenskaper i elnätet.

På temat standardisering nämns i intervjuerna risken för teknisk inlåsning. I intervjun med BRF Sparven lyfts att det finns få leverantörer av teknik för fysisk energidelnings mellan byggnader, vilket gör att valmöjligheterna blir begränsade. Intervjun pekar därför på att öppna och kompatibla system blir viktiga för att minska risken för inlåsning. Om en lösning är starkt knuten till en viss leverantör eller har begränsad kompatibilitet med andra system kan deltagarnas framtida valmöjligheter begränsas. Det kan exempelvis innebära att vissa tekniker eller fabrikat inte går att integrera utan kostsamma anpassningar, att byte av leverantör försvåras eller att möjligheten att använda andra affärsmodeller och tjänster begränsas. Öppna gränssnitt, interoperabilitet och stöd för olika tekniska lösningar och affärsmodeller blir därför viktiga förutsättningar för att minska risken för långsiktig inlåsning.

Samma tema återkommer i intervjun med ViaEuropa, där Energy Net beskrivs som ett systemkoncept som ska minska inlåsning och möjliggöra interoperabilitet mellan olika energiresurser genom öppna protokoll, energiroutor och en operatörs- eller marknadsplatsfunktion. Energy Net blir därmed ett exempel på hur öppna gränssnitt och gemensamma protokoll kan användas för att integrera olika typer av energiresurser och styrsystem.

Sammantaget visar enkät- och intervjumaterialet att standardisering inte bara handlar om tekniska format, utan om att skapa skalbara och konkurrensneutrala förutsättningar. Om varje energigemenskap behöver utveckla egna lösningar för kommunikation, styrning och informationsutbyte riskerar utvecklingen att bli dyr, långsam och beroende av enskilda leverantörer.

## 7.3 OLIKA ENERGIGEMENSKAPER KRÄVER OLIKA TEKNISKA LÖSNINGAR

De tekniska grundförutsättningar som beskrivs ovan blir mer komplexa när de ska tillämpas i energigemenskaper som omfattar flera fastigheter, aktörer, system och energibärare. I flera intervjuer framkommer att utmaningen inte enbart handlar om att mäta eller styra enskilda resurser, utan om att integrera olika tekniska system och organisatoriska gränser i en gemensam lösning.

Både i Tamarinden och Hammarby Sjöstad har teknikutvecklingen varit en central och resurskrävande del av projektet, men med delvis olika inriktning. För Tamarinden har arbetet beskrivits som en övergång från fastighetsautomation till områdesautomation, där ett gemensamt tekniskt system utvecklats för att flera byggnader och resurser ska kunna styras samordnat. Den största utmaningen beskrivs inte enbart som tekniken i enskilda byggnader, utan integrationen mellan flera fastighetsägare och system. Projektet fungerar därför också som ett lärandeprojekt, med förhoppningen att erfarenheterna ska kunna användas i framtida stadsdelar och fastighetsbestånd.

För Hammarby Sjöstad har arbetet framför allt handlat om att utveckla en digital plattform för att samla in, strukturera och visualisera energidata från flera bostadsrättsföreningar, som grund för virtuell energidelning, samordning och gemensamt beslutsfattande. Detta visar att teknikbehovet inte bara handlar om fysisk styrning av energiflöden, utan också om datainfrastruktur, avräkning och verktyg som gör det möjligt för flera aktörer att förstå och agera utifrån sin gemensamma energianvändning.

Ytterligare ett tekniskt vägval gäller hur själva eldistributionen utformas. I intervjun med ViaEuropa beskrivs Energy Net som ett exempel där kraftelektroniska energiroutrar används för att aktivt styra energiutbytet mellan olika delar av ett lokalt elsystem. Genom galvanisk separation behöver delarna enligt ViaEuropa inte vara direkt elektriskt sammankopplade och synkroniserade på samma sätt som i ett traditionellt växelströmsnät. Energiroutrarna fungerar därmed som styrbara gränssnitt mellan olika delar av systemet, vilket kan skapa möjlighet att hantera exempelvis spänning och frekvens lokalt. Tekniken påverkar alltså inte bara hur resurser mäts och styrs, utan även hur energi distribueras inom området. ViaEuropa beskriver detta som ett distributionsarkitektoniskt vägval som på sikt även kan ge energigemenskaper möjlighet att bidra med nätstödande funktioner mot överliggande nät.

I vissa fall breddas teknikbehovet genom att energidelningen kopplas till andra delar av energisystemet. I BRF Sparven, Morgongåva och Sydöstra stadsdelarna lyfts olika former av sektorkoppling, vilket skapar behov av system som kan samordna exempelvis el, värme och lagring snarare än enbart mätning och avräkning av el.

#### **7.4 TENIKEN SKA STÖTTA NYTTAN – INTE VARA ETT MÅL I SIG**

Flera intervjuer pekar på att tekniklösningar behöver anpassas till den faktiska nytta som ska uppnås och till energigemenskapens praktiska förutsättningar, eftersom teknikbehovet varierar stort mellan olika energigemenskaper.

I Rigoletto finns erfarenheter att avgränsade tekniska lösningar är tillräckliga för att skapa nytta. Där bygger den gemensamma nyttan inte på avancerad energimarknadsoptimering eller gemensamt ägda batterier, utan på automatisk laststyrning och lastbalansering utifrån belastningen vid områdets anslutningspunkter. Rigolettos upphandling av styrsystem genomförd 2025 gav mycket varierande anbud, vilket intervjupersonen tolkar som ett tecken på en omogen marknad och att flera leverantörer inte vill leverera teknik utan stora

konsultinsatser. En liknande osäkerhet finns i Morgongåva, där flera leverantörer initialt kan uppge att de har lösningar för energidelning och styrning, men där det inte är självklart att färdiga lösningar finns när projektets behov konkretiseras. Detta pekar på en risk att energigemenskaper antingen erbjuds mer omfattande och dyra lösningar än vad de behöver, eller lösningar som inte är tillräckligt anpassade till den nytta som ska realiseras.

Även mer avancerade tekniska lösningar behöver samtidigt vara ekonomiskt motiverade. ViaEuropa framhåller att Energy Net i dagsläget inte är tillräckligt kostnadseffektivt för alla typer av energigemenskaper, särskilt mindre initiativ, men bedömer att kostnaden kan minska när energiroutrar produceras i större volymer. Teknikvalet behöver därför anpassas både efter vilken funktion som efterfrågas och efter energigemenskapens storlek och vilka nyttor investeringen kan skapa.

Detta kopplar till ett bredare tema i intervjuerna: tekniken behöver stödja organisering, nytta och lokal samverkan, snarare än bli ett mål i sig. I Hammarby Sjöstad framhålls att tekniska plattformar och digitala gränssnitt är viktiga, men också att gemenskapen, förståelsen och deltagarnas engagemang inte får försvinna bakom automatisering. Intervjun visar att energidelning också kan fungera som en drivkraft för att aktörer ska börja analysera sin energianvändning och identifiera ineffektiv drift. Tekniken behöver därför stödja samverkan och beslutsfattande genom att vara transparent och enkel att förstå, snarare än ersätta deltagarnas roll helt.

I enkäten lyfts visualisering och pedagogik som en ofta förbisedd men central del av den digitala utvecklingen. Visualiserad och pedagogisk tillgång till data i realtid ses som avgörande för att skapa förståelse, engagemang och förtroende, både hos deltagare i energigemenskaper och i dialogen mellan energigemenskaper, nätägare och andra aktörer. Samtidigt lyfts att kraven på aktivt engagemang sannolikt behöver minska om energidelning ska nå en bredare marknad. För den löpande driften behöver systemen i hög grad vara automatiserade och enkla att använda, så att deltagandet inte kräver kontinuerlig uppföljning eller medför avkall på bekvämlighet.

Sammantaget visar intervjuerna och enkätsvaren att teknikfrågan inte främst begränsas av att tekniken saknas utan av hur digital teknik och regelverk i elsystemet och på elmarknaden samverkar. För att frigöra nyttorna med energidelning behöver tekniken bli mer mogen, standardiserad, kostnadseffektiv och anpassad till energigemenskapers faktiska behov. För vissa projekt krävs avancerade lösningar för områdesautomation, interoperabilitet och sektorkoppling. För andra kan det räcka med mätning, avräkning och enkel effektbalansering. Teknikutvecklingen bör utgå från vilken nytta energigemenskapen ska skapa, snarare än från att maximera mängden teknik i sig.

## 8 Energigemenskapers nyttor för elnäten

I detta kapitel sammanställs och diskuteras slutsatserna från de nyttor som identifierats genom projektet, se presentation av dem i kapitel 3. Några av de nyttor som identifieras har även analyserats kvantitativt i kapitel 4 och 6, medan andra framför allt innehåller resultat från intervjuer, workshops och enkät.

### 8.1 ÖKAD ANDEL FÖRNYBAR ENERGI I ELSYSTEMET OCH EN ÖKAD EGENANVÄNDNING

Ett av EU:s syften med energidelning är att främja utbyggnaden av förnybar energi, bland annat genom att underlätta för fler konsumenter att investera i egna eller gemensamma produktionsanläggningar. I praktiken handlar detta främst om solcellsanläggningar, men vid energidelning över en liten större geografi, som ett lokalnät, skulle även vindkraft och annan elproduktion kunna komma i fråga. En ökad andel förnybar elproduktion där nätkapaciteten är begränsad är också en av de potentiella nyttor som identifierats under projektets gång och som bekräftats i både modellering och flera intervjuer med olika energigemenskaper.

Våra modelleringar visar att koordinerad styrning av flexibilitet för att kapa exporttoppar, i våra fallstudier, skapar utrymme för 40–55 % mer installerad solel. Detta under optimala förhållanden där alla kunder har tillgång till flexibla resurser och all flexibilitet kan användas till att öka egenanvändningen av solel för att minska de produktionstoppar som uppstår i dessa nätstationer.

Flera intervjuer delar också bilden av att lokal energidelning kan möjliggöra mer lokal produktion i områden där nätkapaciteten annars begränsar utbyggnaden. Både i Morgongåva och Sydöstra stadsdelarna lyfts lokal energidelning och styrning som möjliga sätt att möjliggöra mer solelproduktion i områden där nätkapaciteten annars begränsar utbyggnaden. I Morgongåva är kapacitetsbrist i överliggande nät en central utgångspunkt. Fastighetsägarna vill installera mer solceller, men nätkapaciteten mot överliggande regionnät begränsar möjligheterna. De undersöker därför om energidelning genom kompletterande nät, i kombination med ökad lokal användning av den producerade elen och koppling till värmesystemet, kan minska belastningen mot överliggande nät. Enligt resonemang i kapitel 5 och 6 borde energidelning genom kompletterande nät och virtuell avräkning i detta fall, då begränsningen är i överliggande nät, ge liknande resultat om samma styrning införs. Men här spelar i dagsläget frågor om ansvar, risk och tillit in samt nätägarens möjlighet att hitta lösningar för virtuell energidelning.

För BRF Sparven och Tamarinden handlar nyttan i stället främst om att öka användningen av lokal produktion genom att koppla samman byggnader med olika produktions- och konsumtionsmönster. De incitament som gemenskapen har av ökad egenanvändning är framför allt ekonomiska och miljömässiga där man vill öka sin användning av egenproducerad solenergi. Denna nytta kan sammanfalla med nätägarens nytta om de klarar av att kapa de högsta exporttopparna. Om flexibiliteten däremot är för liten i förhållande till den installerade solelen finns en risk att även om egenkonsumtionen ökar så når flexibilitetsresursen vid de högsta

produktionstopparna snabbt sin maxkapacitet och sedan släpps resten igenom – toppar som kan bli dimensionerande för elnätet. Denna risk behöver adresseras för att nätägaren ska få en reell nytta. Rigoletto visar samtidigt att lokal samordning i vissa fall kan ge ett annat utfall. Enligt mätdata från ett helt år har ingen solel exporterats till överliggande nät. Exemplet visar att energigemenskapens incitament till ökad egenanvändning i vissa fall kan sammanfalla med nätägarens intresse av att begränsa exporten, men att detta inte kan förutsättas generellt. För att säkerställa att de produktionstoppar som är relevanta för elnätet faktiskt reduceras kan därför ytterligare incitament eller villkor behövas.

För det lokala elnätet är det inte mer solelsproduktion i sig som bidrar till nyttan och möter de utmaningar som lokala nätägare står inför, utan det är den ökade egenkonsumtionen som är till nytta för de lokala elnäten sommartid. Detta till skillnad från EU:s direktiv där ett av huvudsyftena är att öka mängden förnybar energi. Om perspektivet i stället flyttas till att nätägaren har anslutningsplikt och att den kund som vill installera solel är en av nätägarens kunder som väntar på kapacitet, då finns det däremot ett värde för nätägaren i att kunna ansluta fler kunder med solel. Det är alltså inte en direkt nytta för det lokala elnätet att mer solel installeras, utan det är att kunna tillgodose sina kunders önskemål. Detta bekräftas av modellkörningar i exjobbet där enbart installation av solel inte ger någon direkt nytta för exempelvis effekttoppar sommartid eller vintertid som blir dimensionerande. Det är snarare den styrning och de flexibla förmågorna som kunderna investerar i som skapar ett värde för de lokala elnätsbolagen.

Även i resultaten från workshoppar och enkät kan vi notera att ökad produktion av förnybar energi i lokalnätet och export till överliggande nät inte nämndes som en nytta i sig, utan elproduktionen måste leda till en ökad egenanvändning i nät med behov av det för att ge en konkret nytta. Medskicket är att det finns mindre värde i att exportera förnybar el ut från gemenskapen, men ett ökat värde i att använda den förnybara elen lokalt både för att kapa exporttoppar samt en liten nytta i minskade överföringsförluster om importbehovet från överliggande nät minskar. I bästa fall kan även ökad egenkonsumtion skapa utrymme för fler andra kunder att installera mer solel till det lokala elnätet.

## **8.2 MER FLEXIBILITET I LOKALNÄTEN – MÖJLIGHET ATT KAPA EFFEKTTOPPAR OCH ANVÄNDA BEFINTLIGT NÄT MER EFFEKTIVT**

Vid båda workshoptillfällena fanns det en bred samsyn om att mer tillförd flexibilitet i lokalnäten är den enskilt viktigaste nyttan som energidelning eller energigemenskaper skulle kunna bidra med till de lokala elnäten. Om flexibla resurser ger förutsättning för större installationer av solel, vilket bekräftades i föregående avsnitt, finns till viss grad incitament att öka mängden flexibla resurser inom energigemenskapen. Det kommer för dem själva dock vara en ekonomisk optimering eller avvägning i förhållande till den nytta som delningen av mer solenergi kan ge. För det lokala elnätet är det i stället den flexibla förmågan i förhållande till olika dimensionerande toppar som är den primära nyttan. Vid workshopstillfällena kopplades den flexibla förmågan till potentialen att kapa effekttoppar vintertid samt att hantera hög produktion sommartid.

I kapitel 4 kvantifierade vi potentialen att kapa effekttoppar vintertid och sommartid genom tre olika modelleringar. I den första användes batterier hos samtliga kunder under en nätstation, vilket resulterade i att vintertoppen kunde reduceras med 10–30 % när kundernas flexibilitet optimerades tillsammans, kollektiv optimering. Detta kan jämföras med en effektkapning på 0–10 % vid individuell optimering. I den andra modelleringen simulerades på liknande sätt flexibilitet från batterier i elbilar med förmåga till V2G vilket gav en effektkapning på 8 - 23 %. Den individuella optimeringen gav varierande resultat och ökade i vissa fall den sammanlagda effekttoppen. Detta i ett scenario där 30 % av hushållen hade en bil med V2G förmåga, vilket valdes för att illustrera hur många elbilar som krävs för att motsvara den batterikapacitet som använts i den första simuleringen. Att alla kunder, även lägenhetskunder, tilldelats ett batteri i vår första modellkörning kan uppfattas som orealistiskt. Genom att växla till elbilar kan volymen batterier bättre motiveras då utrullningen av fordon förväntas vara snabbare och mer trolig än utvecklingen av stationära batterier. Idag är 18 % av personbilsflottan i Sverige laddbar, varav hälften är elbilar, och till 2030 förväntas omkring 25 % av personbilsflottan kunna vara elbilar enligt en ny prognos<sup>35</sup>. Att värdena för elbilarna är lägre trots att batterivolymerna är liknande beror på att det finns fler begränsningar i elbilarnas flexibilitet, bland annat är de inte alltid hemma.

Den tredje simuleringen fokuserade i stället på sommarens produktionstoppar och använde samma batterivolym som i den första modelleringen. Resultatet från denna simulering gav en effektkapning på 50–75 % när andelen solex var 50 % av årskonsumtionen och en effektkapning på 20–30 % när solexproduktionen ökades upp till 100 % av årskonsumtionen utan att batterivolymen justerades. Beroende på dimensioneringen mellan solexproduktion och flexibla resurser kan därmed olika stor grad av produktionstopparna reduceras, vilket blir en ekonomisk optimering.

Modelleringarna visar tydligt att en kollektiv optimering skapar större flexibel förmåga och mer träffsäkra resultat än individuell styrning. Kollektiv optimering kan uppnås genom lokal energidelning men en återstående fråga är om det även finns andra sätt att uppnå kollektiv optimering och därmed liknande nyttor för elnätet. Möjliga förslag från projektgrupp och referensgrupp är aggregatorer och lokala flexibilitetsmarknader. Därtill ville vi undersöka om en mer träffsäker effektagift skulle kunna få den individuella optimeringen att närma sig resultaten i den kollektiva optimeringen om den i stället för de individuella topparna utgick från nätets samlade belastning, även om batterierna fortfarande styrs en och en mot den egna förbrukningsprofilen. Denna diskussion fördjupas i kapitel 9.

Nyttan för elnätet är i hög grad beroende av hur stor den flexibla förmågan hos kunderna är. I kapitel 6 resonerar vi kring om energidelning kan ge ytterligare investeringar som inte skulle uppstå utan energidelning. Resultaten pekar på tre olika sätt som energidelning kan bidra till att ge kunderna mer flexibilitet:

<sup>35</sup> Power Circle, *Prognos för elbilsmarknaden i Sverige 2026–2035* (2026), <https://powercircle.org/prognos-for-elbilsmarknaden-i-sverige-2026-2035/>

- **Skaleffekten:** Samma investeringsbudget köper mer teknik när investeringen görs gemensamt. Utifrån de kostnader som antagits i rapporten skulle gemensamma investeringar kunna ge upp till 86 % mer solcellskapacitet och 220 % mer batterikapacitet, förutsatt att det finns utrymme för dessa lite mer storskaliga anläggningar i elnäten. Båda procenten är för en förändring från anläggningar i villastorlek till en mindre park, men redan en förflyttning från villastorlek till fastighetsstorlek medför en skalfördel på 30–100 %.
- **Incitamentseffekten:** Om energidelning skapar ytterligare ekonomiskt värde kan det göra investeringar lönsamma som annars inte hade blivit av. Exempelvis är investeringar i batterier relativt dyra och svåra att motivera ekonomiskt med en intäkt. Genom att energidelning mellan fastigheter tillåts skulle ytterligare ett incitament läggas till i högen av tjänster som kan skapa värde för stationära batterier. Detta oavsett om delningen får en skatterabatt eller inte, men med ytterligare ekonomiska incitament ökar värdet för investeringen. På liknande sätt kan andra investeringar i flexibilitet eller styrning snabbare räknas hem när energidelning tillåts.
- **Aggregeringseffekten:** Samma mängd resurser kan användas bättre när de styrs kollektivt. Genom att många flexibla resurser styrs gemensamt frigörs en större flexibilitet till elsystemet, detta visas exempelvis i våra modelleringar där kollektiv och individuell styrning jämförs. Därtill har även tidigare visats att ökad flexibilitet frigörs till marknader när aggregering tillåts i större omfattning på grund av att mindre säkerhetsmarginaler behövs för oväntade händelser och för att säkerställa leveransen av flexibilitet till elsystemet<sup>36</sup>.

Lokal energidelning kan därmed bidra till att lokala elnät får tillgång till ökade volymer flexibilitet på flera olika sätt, där de tre sätten sammantaget ökar sannolikheten för att energidelning medför en större flexibel förmåga.

Genom sin flexibla förmåga kan lokal energidelning sedan bidra till att utnyttja befintligt nät mer effektivt, vilket i sin tur kan minska behovet av nätförstärkningar och möjliggöra fler anslutningar i trånga nät. I de fall fler kunder kan anslutas till befintligt elnät innebär det att fler kunder delar på nätkostnaden, vilket kan leda till lägre kostnad per kund. En central insikt är att denna nytta framför allt infaller när lokal energidelning fungerar som en struktur för kollektiv optimering; det vill säga, när energigemenskapens samlade resurser kan styras och samordnas så att de blir mer användbara för nätet än om de agerar var för sig.

Dessa nyttor omnämndes även i flera intervjuer med energigemenskaper. I Hammarby Sjöstad har nyttorna ännu inte kvantifierats i detalj, men potentialen att minska det samlade effektuttaget lyfts som centralt. Intervjun beskriver hur elanvändning ska samordnas mellan byggnader, exempelvis genom att minska ventilation i en byggnad samtidigt som elfordon laddas i en annan. I Tamarinden

<sup>36</sup> Power Circle, *Flexibilitet för ett mer stabilt och driftsäkert elsystem – en kartläggning av flexibilitetsresurser* (2022), [https://powercircle.org/kartlaggning\\_flexibilitet.pdf](https://powercircle.org/kartlaggning_flexibilitet.pdf)

har nyttorna kvantifierats mer konkret. Enligt intervjun visar analyser i samarbete med KTH att området skulle kunna köpa omkring 30 % mindre el från elnätet och att effektuttaget mot överliggande nät skulle kunna bli omkring 50 % lägre jämfört med ett traditionellt utformat område. Konkret så diskuteras batterier och elfordon med V2G-teknik som möjliga flexibilitetsresurser i Tamarinden.

Även i Rigoletto Samfällighetsförening visas hur lokal styrning kan användas för att kapa effekttoppar, där automatisk lastbalansering används för att hålla effektuttaget inom det egna nätets begränsningar för att undvika en kostsam utbyggnad kopplat till elektrifieringen i området. Rigoletto ser framtida möjligheter att bidra med flexibilitet till det lokala elnätet genom kollektiv styrning av elbilsaddning, framtida V2G-fordon och värmepumpar. Föreningen ser även en möjlig roll som organisatör av en intern elmarknad för energidelning.

Ur ett systemperspektiv är det viktigt att beakta att lokal systemnytta inte nödvändigtvis sammanfaller med optimering på andra nivåer i elsystemet. Om energigemenskaper styr produktion, lagring och förbrukning utifrån lokal nätnytta kan detta påverka prognoser, handelsplanering och balanshållning för andra aktörer, särskilt när flera elleverantörer eller balansansvariga är involverade i olika mätpunkter inom samma energidelning. På samma sätt kan det lokala nätets behov sakna incitament och prissignaler vilket gör att flexibiliteten används för andra behov i elnätet eller på elmarknaden, även när detta agerande skapar utmaningar för det lokala elnätet. I våra modelleringar har vi utgått från att hela flexibilitetskapaciteten är tillgänglig enbart för ett syfte alla timmar. Detta är med stor sannolikhet inte fallet om det inte finns ett väldigt tydligt åtagande mot den lokala nätägaren om effektkapning. Vilka incitament och styrsignaler som finns blir därmed avgörande för vilken nytta som kan skapas.

Sammanfattningsvis visar resultaten att lokal energidelning kan leda till mer flexibilitet och nytta för det lokala elnätet, där den centrala nyttan ligger i att samordna och styra flexibla resurser utifrån gemensamma behov. Batterilager, V2G och styrbar elanvändning blir i detta perspektiv viktiga verktyg. När dessa resurser optimeras gemensamt kan energigemenskapen hålla sitt samlade effektutbyte med nätet inom vissa nivåer och därmed bidra till att befintlig nätkapacitet används effektivare. Ur elnätets perspektiv kan det därför vara relevant att tala om effektdelning snarare än enbart energidelning, enligt flera respondenter av enkäten är detta mer relevant eftersom det är effektuttag och kapacitet som driver elnätets dimensionering och flaskhalsar. Nyttan uppstår dock inte automatiskt genom att energidelning tillåts, utan förutsätter att resurserna faktiskt kan styras och att deltagarna möter prissignaler och incitament som gör att styrningen sker vid de tidpunkter då elnäten har behov av flexibilitet.

### 8.2.1 Kan energidelning leda till nytta högre upp i nätet?

En begränsning i den modellering som gjorts inom ramen för detta projekt är att vi bara analyserat elnätet på nätstationsnivå. Vi har därmed inte information om begränsningar eller utmaningar som finns ännu mer lokalt i elnätet mellan elkonsumenter, men inte heller högre upp i nätet på nivån för fördelningsstation, lokalnätsnivå eller regionnät.

Utifrån intervjuer och dialoger med nätägare har projektet försökt identifiera var i nätet utmaningar och problem oftast uppstår. Generella svar har varit svåra att få då resultaten ofta beror på topologin och förutsättningarna från fall till fall, men det upplevs vanligtvis lättare att hantera lokala utmaningar som ofta kan byggas bort på ett till två år i förhållande till kapacitetsbrist högre upp i elnätet. Därmed lyfter flera nätägare kapacitetsbrist högre upp i nätet som mer utmanande.

Frågan är om lokal energidelning under en nätstation skulle kunna skapa nyttor som är av intresse för den överliggande nivån. I den här studien har sju olika nätstationer analyserats och effektkapningen har varit i storleksordningen 20–110 kW beroende på nätstation. Med en enkel uppskattning<sup>37</sup> – där vi antar att det vanligtvis finns mellan 75 och 100 nätstationer under en fördelningsstation, samt att effektreduktionen skulle behöva vara minst 3 MW för att ge någon reell nytta för en nätägare – kan våra modellerade resultat i vissa fall leda till en nytta som skulle vara av värde för elnätet.

**Tabell 16. Enkel beräkning av hur stora effektkapningar som skulle kunna uppnås.**

| Nätstation                  | Effektminskning | Effektminskning med 75–100 liknande nätstationer |
|-----------------------------|-----------------|--------------------------------------------------|
| Jämtkraft - stad            | 112 kW          | 8,4–11,2 MW                                      |
| Jämtkraft - ytterstad       | 71 kW           | 5,3–7,1 MW                                       |
| Jämtkraft - landsbygd       | 17 kW           | 1,3–1,7 MW                                       |
| Öresundskraft - stad        | 42 kW           | 3,2–4,2 MW                                       |
| Öresundskraft - ytterstad 1 | 49 kW           | 3,7–4,9 MW                                       |
| Öresundskraft - ytterstad 2 | 74 kW           | 5,6–7,4 MW                                       |
| Öresundskraft - landsbygd   | 30 kW           | 2,3–3,0 MW                                       |

Dessa siffror ger dock en väldigt förenklad bild där en enstaka station har skalats upp, för att se om storleksordningen är relevant för de behov som kan finnas på fördelningsstationsnivå. Tabellen antyder att det i vissa fall kan vara så att de effektkapningar som vår modell gett är i en storleksordning som är relevant, medan det i vissa fall krävs att energidelning och optimering sker under varenda nätstation för att volymen ska bli tillräckligt stor, och i andra fall inte alls räcker.

Givet tidigare resonemang om individuell och kollektiv styrning, kan även optimering av varje enskild nätstation ställas mot en gemensam optimering på fördelningsstationsnivå. Om resonemangen för våra tidigare resultat är skalbara skulle det innebära att en större effektminskning skulle kunna uppnås om de

<sup>37</sup> Uppskattningarna för överslagsberäkningen är framtagna tillsammans med E.ON som har en del erfarenhet av att arbeta med lokal flexibilitet i sitt elnät.

flexibla resurserna arbetade tillsammans mot att minska fördelningsstationens faktiska topp i stället för att var och en av nätstationerna minskar sin individuella topp så mycket som möjligt. Detta leder oss även vidare till frågan om vilken styrsignal den lokala energidelningen ska optimeras emot. Är nätstationsnivå rätt avgränsning eller bör man lyfta blicken mot situationen högre upp i nätet.

### 8.3 RESILIENS, BEREDSKAP OCH SEKTORSKOPPLING

Både workshopdeltagarna och enkätsvaren lyfte perspektiv om energigemenskapers potential att bidra till ökad resiliens och beredskap, särskilt om de kan leverera förmågor som ö-drift. Dessa nyttor lyftes också av flera intervjurespondenter som en aspekt som bör uppmärksammas i större utsträckning i diskussionen om energigemenskaper i Sverige.

Inom EU-regelverket definieras ö-drift som ”oberoende drift av ett helt nät eller en del av ett nät som är isolerat efter att ha kopplats bort från det sammanlänkade systemet, med minst en kraftproduktionsmodul eller minst ett system för högspänd likström som försörjer nätet med ström och reglerar frekvens och spänning”<sup>38</sup>. Ö-drift innebär alltså att lokal elproduktion driver ett geografiskt begränsat elnät utan koppling till det om- eller överliggande elnätet.

Ö-drift kan ha olika roller och Svenska kraftnät anger fyra olika nivåer av ö-drift i Sverige, där Svenska kraftnät ansvarar för de två högsta nivåerna:

1. Transmissionsnätsbaserad ö-drift, som syftar till att bygga upp kraftsystemet när hela Sverige, eller åtminstone stora delar av Sverige, drabbats av elavbrott. Svenska kraftnät ansvarar för detta, i enlighet med EU:s regelverk.
2. Lokal/regional ö-drift inom ett samhälle, en stad eller en kommun. I sin roll som elberedskapsmyndighet ger Svenska kraftnät stöd för att säkerställa lokal förmåga, planering och provning.
3. Ö-drift inom ett litet område/en enskild verksamhet, exempelvis där man har ett avtal med ägaren av en småskalig vattenkraftanläggning om att använda denna för ö-drift.
4. Ö-drift i en enskild fastighet, till exempel via solceller i kombination med ett batterilager.

Potentialen för energigemenskapers förmåga att bidra till ö-drift bedöms som störst kopplat till nivå 3 och 4. Svenska kraftnät har i regeringsuppdraget Kraftsystemets förmågor genomfört en kartläggning som syftar till att skapa förutsättningar för uppföljning av regional effekt och ö-drift. I den kartläggningen har endast vattenkraftsanläggningar, kraftvärmeanläggningar (samt andra kraftverk) och gasturbiner som har en installerad effekt större än 10 MW beaktats

<sup>38</sup> Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=PL>

men samtidigt framgår i rapporten att det inte finns någon storleksbegränsning för om en produktionsanläggning kan bidra i en ö-drift. Svenska kraftnät beskriver att möjligheten att delta bland annat beror på tillgången till planer- och reglerbar elproduktion inom varje ö-driftsområde och på anläggningens tekniska egenskaper. Även anläggningens geografiska avstånd till nätet och elnätets stabilitet spelar in. För att säkerställa en längre uthållighet kan också antalet produktionsanläggningar som kan driva en lokal eller regional ö-drift vara viktigt<sup>39</sup>. Det kan därför även vara relevant att undersöka om och i så fall i vilken utsträckning energigemenskaper har att bidra till ö-drift på nivå 2.

Vi har inom ramen för projektet inte haft möjlighet att kvantifiera i vilken utsträckning lokal energidelning kan bidra till ökad resiliens, beredskap och ö-drift. Utifrån diskussioner under projektet har den samlade bilden varit att förmågor som exempelvis ö-drift kräver ytterligare investeringar i teknik som kanske inte görs per automatik utan då kräver incitament för att komma till stånd. I Tamarinden och Sydöstra stadsdelarna lyfts därför resiliens och ö-drift främst som en möjlighet till att försörja andra prioriterade elanvändare eller upprätthålla lokal drift vid störningar. Undantaget är ViaEuropas lösning med EnergyNet som redan från start har många avancerade funktioner inbyggda i sin kraftelektronik och där deras anläggning i Pottungen ska klara lokal ö-drift, men de uppger samtidigt att lösningen ännu inte är tillräckligt kostnadseffektiv.

I de fall den lokala nätägaren har behov av stöd för att uppnå fungerande ö-drift, beredskap eller resiliens kan det därmed finnas en möjlighet att dra nytta av lokala energigemenskaper och deras förmågor mot någon form av ersättning. ViaEuropa lyfter dessutom möjligheten att genom lokal kraftelektronik och styrning hantera vissa andra nätfunktioner lokalt och att på sikt kunna bidra med nätstödande funktioner mot överliggande nät.

Att bidra som en pusselbit i det lokala elnätets behov är samtidigt inte den enda nyttan. Om energigemenskaper har möjlighet att själva gå i ö-drift en viss tid vid strömavbrott skulle även kunderna själva bli mindre påverkade av oförutsedda händelser som kan uppstå i det lokala elnätet. Detta skulle även kunna vara en ekonomisk nytta för den lokala nätägaren som blir ersättningsskyldig till kunder för längre strömavbrott, dock är denna kostnad ofta relativt liten i ett stadsnät. Skulle förmågan hos energigemenskapen vara så stor att det ersätter behovet av redundant matning finns dock mer pengar att spara för nätägaren, men det skulle också kräva regelförändringar. Till detta kommer förmåga att driva andra kunders elbehov utanför energidelningen med lokal eller lagrad energi, om det finns ett behov av att stötta prioriterade användare i sin närhet, som exempelvis sjukhus, vilket diskuterades i Uppsala. Det krävs i dessa fall ett elnät mellan gemenskapen och den prioriterade resursen som själv kan upprätthålla säker överföring.

I Almunge diskuteras resiliens mer indirekt, genom att lokal samverkan och förbättrad ekonomi på sikt kan skapa förutsättningar för investeringar i batterier.

<sup>39</sup> Svenska kraftnät, *Kraftsystemets förmågor: Kartläggning och förberedelse för uppföljning av regional effekt och ö-drift* (2026), [https://www.svk.se/492cfc/siteassets/om-oss/rapporter/2026/kn2025\\_00150-uppdrag-3.3-kraftsystemets-formagor--delrapport-1.pdf](https://www.svk.se/492cfc/siteassets/om-oss/rapporter/2026/kn2025_00150-uppdrag-3.3-kraftsystemets-formagor--delrapport-1.pdf)

Både mer lokal produktion, energilager och flexibel styrning kan vara viktiga delar i den lokala leveranssäkerheten, vilket kan komma med lokal energidelning.

Mot denna bakgrund finns det skäl att närmare studera vilken potential energigemenskaper, som kombinerar lokal elproduktion med energilagring, flexibilitetsresurser och styrning kan ha, som ett komplement till etablerade beredskaps- och resiliensåtgärder.



**Figur 23.** Överskott från solen kan lagras i stort värmelager.

Gällande funktioner och beteenden som energigemenskaper skulle kunna bidra med diskuterades vid en workshop energigemenskapers potential att möjliggöra alternativa uppvärmningslösningar samt sektorskoppling mellan el och fjärrvärme. Genom sektorskoppling kan överskottsel omvandlas till värme och därmed tas tillvara. Ämnet återkom också i flera intervjuer. På BRF Sparven infördes energidelningen som en del av ett bredare energieffektiviseringsarbete, där solceller, internt nät, värmepumpar, vattenbesparande åtgärder och styrning kombinerades. Energianvändningen per kvadratmeter uppges då nästan ha halverats. BRF Sparven, Morgongåva och Sydöstra stadsdelarna lyfter alla fram möjligheten att använda överskottsel för värmeproduktion, antingen för lokal användning, inmatning till fjärrvärmenätet eller säsongslagring. Detta visar att nyttor från energigemenskaper inte nödvändigtvis är begränsade till elnätet, utan också kan uppstå genom sektorskoppling.

#### 8.4 ÖKAD INKLUDERING, KUNSKAP OCH MOTSTÅNDSKRAFT

EU-lagstiftningen framhåller att energidelning kan skapa motståndskraft mot höga och volatila elpriser och möjliggöra aktivt deltagande för en bredare grupp konsumenter genom ökad flexibilitet och egenanvändning. Lägre och stabilare energipriser i kombination med att fler blir delaktiga i energiomställningen kan bidra till ökad social inkludering och stärkt konsumentmakt.

Ett återkommande tema i enkätsvaren var att energigemenskaper kan bidra till ökat engagemang hos elnätens kunder och ökad kunskap om energi, vilket kan leda till effektivisering i elsystemet. Stärkt sammanhållning lyftes också i enkätsvaren. Kunskap och förståelse framhölls som en möjliggörare för att

energigemenskaper ska kunna fungera i praktiken, men också som en nytta i sig genom att stärka delaktighet i – och acceptans för – energiomställningen.

Denna nytta framkom också tydligt i intervjun med representanten från Hammarby Sjöstad där energidelningen varit en drivkraft för aktörerna att analysera sin energianvändning och identifiera ineffektiv drift. I Almunge beskrivs arbetet som ett sätt att få lokala aktörer att börja samverka, vilket kan skapa förutsättningar för framtida investeringar i exempelvis batterier. I Morgongåva framhålls att aktörerna inte enbart ser nyttan i ekonomiska termer, utan även i att bidra till ett robust lokalt energisystem som kan komma lokalsamhället till del och möjliggöra nya etableringar som annars skulle hindras av effektbrist. Representanten från Uppsala kommun lyfter dessutom en fördelningspolitisk dimension, där energigemenskaper och kommunalt planerade lösningar kan bidra till att fler får del av nyttan från lokal produktion och flexibilitet.

Kunskap kan heller inte ensidigt bidra till kundernas ökade förståelse utan även till nätbolagen och energibranschen. Genom utvecklingen av lokal energidelning testas ny teknik som kan vara värdefull i framtidens elsystem. Drivkraften hos kunderna och kraven från energigemenskaper kan därmed utveckla nya tjänster, ökad transparens, digitalisering och interoperabilitet. Att möjliggöra denna utveckling kan därmed ha ett lärande syfte för branschen som helhet.

## 8.5 SAMMANFATTANDE SLUTSATSER OM NYTTOR

En övergripande reflektion från workshoparna är att energigemenskaper inte ska ses som en universallösning, men som ett viktigt verktyg i ett framtida elsystem där resurser vid tidpunkter kan vara begränsade. Den största nyttan som lokal energidelning/energigemenskaper kan bidra till bedömdes ligga i potentialen att möjliggöra nya former av kollektiv optimering för flexibilitet, snarare än i enskilda tekniker i sig. Samtidigt har vår studie identifierat flera möjliga nyttor för nätet:

- Att kunna ansluta fler kunder som vill bygga solenergi för att tillgodose kundernas önskemål och anslutningsplikten.
- Att egenanvändningen ökar så att det minskar dimensionerande produktionstoppar, vilket ger utrymme för föregående nytta.
- Att den flexibla förmågan hos kunderna ökar och tillgängliggörs så att den kan säljas eller minska dimensionerande vintertoppar.
- Att kollektiv styrning ger större effektkapning och nytta för det lokala elnätet än individuell optimering av flexibla resurser.
- Att gemensamma investeringar kan ge mer flexibel förmåga per installerad krona och skapa förutsättningar för fler att delta.
- Att energidelning ger investeringar i flexibilitet ytterligare ett värde som kan bidra till att investeringen blir möjlig och lönsam.

Enkät svar och intervjuer lyfter därtill fram att energigemenskaper även kan bidra med social sammanhållning, kunskap, mobilisering av privat kapital och ökad

resiliens – men att dessa nyttor kräver att regelverk, incitament och processer utformas så att energigemenskaper kan bli en tydlig del av elsystemet.

Samtidigt kommer inte alla dessa nyttor att infalla per automatik. Vilka nyttor som faktiskt kan realiseras avgörs exempelvis av hur lokal energidelning utformas och placeras geografiskt. Det finns även barriärer både hos energigemenskaperna och nätägarna som inte gör nyttorna möjliga att realisera i alla situationer. Alla nyttor är ännu inte värdesatta och det saknas incitament och regelverk, vilket kan minska de ekonomiska drivkrafterna för att realisera nyttorna.

I enkäten identifierades flera konkreta åtgärder för hur nätägare kan stötta energigemenskaper och lokal energidelning, och bidra till att nyttor kan realiseras. Bland annat lyfte respondenterna att nätägare kan:

- **Utveckla nya avgiftsmodeller**, inklusive kollektiva effektagifter. På detta ämne var respondenterna dock inte överens, utan hade delade meningar om avgiftutformning i förhållande till energigemenskaper.
- **Tillhandahålla tydliga gränssnitt, data och prissignaler** till kunder som vill ingå i energigemenskaper.
- **Skapa en tydlig och strukturerad väg in** för energigemenskaper genom information, kunddialog och kontaktpunkter.
- **Möjliggöra pilotprojekt och testbäddar** för energigemenskapers funktioner.
- **Förbättra transparensen** gällande tillgänglig effekt och kapacitet, exempelvis genom tillhandahållande av kapacitetskartor.
- **Öka samverkan** mellan nätägare, energigemenskaper och myndigheter kring regelutveckling.

Ett återkommande tema som lyftes var också behovet av standardiserade processer för att nätägare ska kunna hantera energigemenskaper på ett skalbart sätt, och att mindre nätbolag kan ha särskilt svårt att själva bära den utvecklingsbördan utan branschsamordning.

## 9 Kan vi nå samma nyttor utan energidelning?

I rapportens inledning konstaterade vi att det finns utmaningar med att bygga ut elnätet i den takt som krävs för att möjliggöra elektrifieringen, något som i sin tur leder till stora samhällsekonomiska kostnader<sup>40</sup>. Analyserna i denna rapport visar att gemensam styrning av flexibla resurser kan minska områdets effekttoppar betydligt mer än individuell styrning. I modelleringen har resurserna kunnat optimeras direkt mot ett gemensamt mål – att minska det sammanlagda effektuttaget i området.

En central fråga är därför om energidelning och organisering inom en energigemenskap är nödvändig för att åstadkomma denna samordning, eller om liknande nyttor kan nås genom andra styrmedel och marknadsaktörer.

I praktiken används ofta flera sådana verktyg parallellt för att öka kapaciteten i elnätet. Göteborg Energi beskriver exempelvis hur de arbetar med en kombination av prissignaler genom elnätsavgifter, marknadsbaserad flexibilitet och villkorade avtal. Verktygen skiljer sig i hur direkt de påverkar kundernas beteende och hur stor säkerhet de ger nätägaren: en effektagift ger ett ekonomiskt incitament, en flexibilitetsmarknad gör det möjligt att köpa en definierad flexibilitetsleverans och ett villkorat avtal kan innebära en mer bindande begränsning av effektuttaget.

I detta kapitel behandlas tre alternativ till lokal energidelning: effektagifter, lokala flexibilitetsmarknader och samordning från aggregatorer. För effektagifter har en kompletterande modellering genomförts för att undersöka om individuell optimering mot en prissignal kan ge en motsvarande reduktion av områdets effekttoppar som den kollektiva styrningen. För lokala flexibilitetsmarknader och aggregatorer görs i stället en kvalitativ diskussion av deras möjligheter och begränsningar som alternativa former för kollektiv optimering och samordning.

### 9.1 KAPA EFFEKTTOPPAR MED EFFEKTAGIFT

Effektagifter är en del av elnätsavgiften där kostnaden påverkas av hur högt kundens effektuttag är under vissa perioder. Syftet med effektagiften är att stimulera flexibla resurser och användarbeteende så att det jämnar ut effektuttaget och sänker effekttoppar. Den tidigare regleringen som innebar att alla elnätsföretag skulle införa effektagifter senast 2027 har dock upphävts, och den framtida utformningen av effektagifter är under fortsatt utveckling när rapporten skrivs.

Ett alternativ till att samordna flexibla resurser inom en energigemenskap är att styra kundernas beteende genom ekonomiska signaler, exempelvis en effektagift. Frågan är om individuell respons på en effektagift kan ge samma resultat på

<sup>40</sup> AFRY, *Elektrifiering utan elnät? Samhällsekonomiska konsekvenser av försenade elnätsinvesteringar* (2023), [https://afry.com/sites/default/files/2023-11/samhallsekonomiska-konsekvenser-av-forsenade-natinvesteringar\\_v200.pdf](https://afry.com/sites/default/files/2023-11/samhallsekonomiska-konsekvenser-av-forsenade-natinvesteringar_v200.pdf).

områdesnivå i jämförelse med den kollektiva styrning som analyserats tidigare i rapporten. För att undersöka detta har en kompletterande modellering genomförts.

Till skillnad från den tidigare modelleringen, där styrningen utgick från områdets gemensamma effekttopp, utgår denna modell från ekonomiska signaler och syftar till att minska respektive kunds kostnader. Modellen utgår från samma nätstationer som analyserades i kapitel 4, och med samma batteristorlekar och mängd som i den första analysen.

### 9.1.1 Val av effektagift

Avgiften som analyserades valdes till dynamisk och konstrueras utifrån områdets faktiska effekttuttag per månad, och har därför en perfekt framsyn av områdets uttag. Områdets totala effekttuttag används för att skapa en idealiserad prissignal där varje månads timmar tilldelas en kostnad mellan 0 och ett maximalt avgiftsvärde. Månadens lägsta effekt får därmed värdet 0 och månadens högsta effekt får värdet 40 öre/kW<sup>41</sup>. Prissignalen representerar därmed hur kritisk varje timme är ur ett nätperspektiv och bygger på fullständig information om när effekttoppar inträffar. Modellen har testats med både spotpris och effektagift samt endast effektagift, samt med olika högsta pris på effektagiften.

Begreppet dynamisk används här enligt den terminologi som används om elnätsavgifter, där avgiften varierar över tid beroende på belastningen. Prissignalen är samtidigt förutbestämd utifrån hela månadens effektprofil och är därmed inte dynamisk i betydelsen att den uppdateras löpande utifrån ny information, vilket begreppet dynamisk också kan förknippas med.

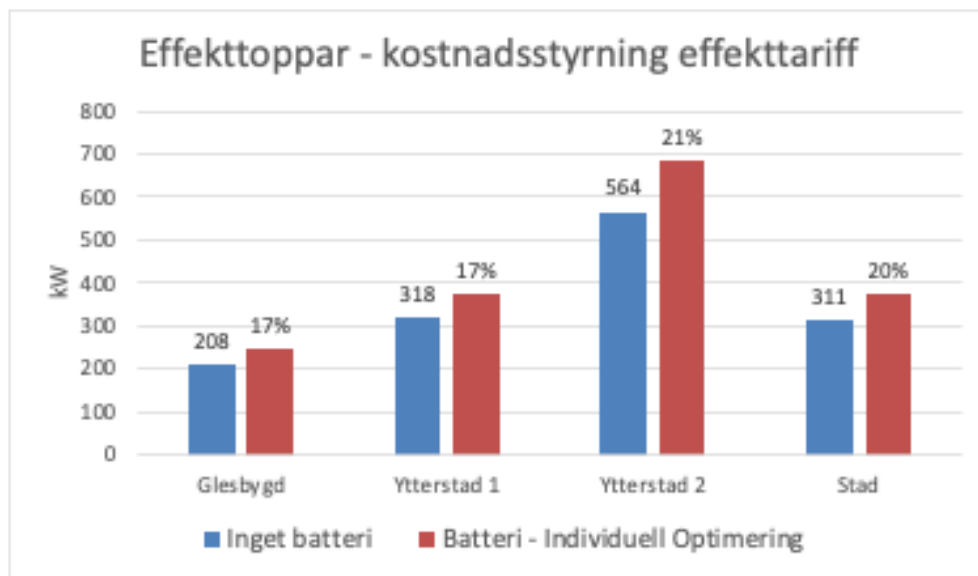
För varje dygn klassificeras sedan timmarna utifrån styrsignalens pris. De sex timmar med lägst pris väljs som laddtimmar för batteriet och de sex timmar med högst pris väljs som urladdningstimmar. Övriga timmar lämnas neutrala.

### 9.1.2 Resultat från simuleringarna

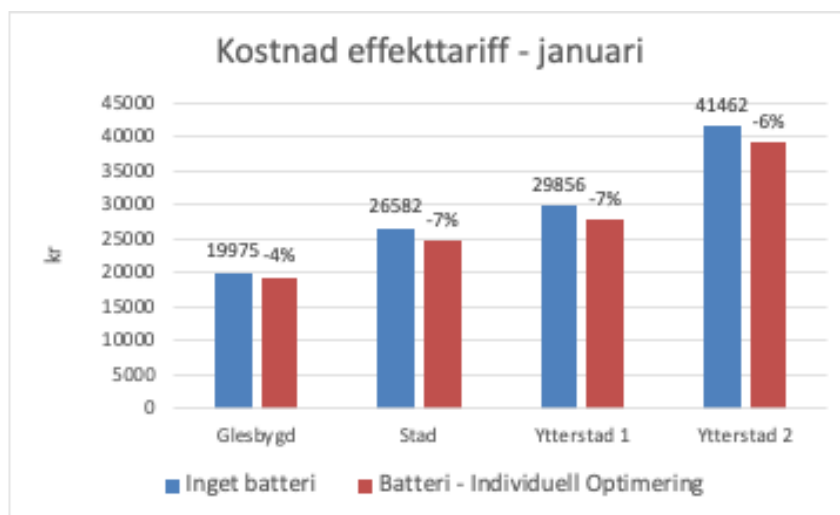
Vid individuell styrning simuleras varje kund separat. Resultaten som presenteras nedan är de summerade effekttopparna av de individuellt prisstyrda batterierna.

---

<sup>41</sup> 0,4 kr/kW valdes då Norrtälje Energi planerade att ha det som maxvärde i sin tidsdifferentierade effektagift. I jämförelse kan anges att Göteborg Energi Nät har en toppnivå på 6–7 kr/kW.



**Figur 24.** Medelvärde för januari 3 högsta effekttoppar (kW) för nätstationerna i Öresundskrafts nät.



**Figur 25.** Figuren visar den totala kostnaden för effekttariffen (kr/mån) för de olika områdena i Öresundskrafts nät, under januari månad.

Trots att modellen har en perfekt styrning utifrån områdets effektuttag visar resultaten att effekttopparna inte reduceras, utan i stället ökar mellan 17 – 21 % i samtliga analyserade områden (Figur 24) för individuell prisoptimering. Samtidigt reduceras kundernas kostnader (Figur 25), vilket indikerar att styrningen fungerar ur ett individuellt ekonomiskt perspektiv – men ger inte det bästa utfallet för nätet som stort. Problemet kan härledas till samtidigtheten i hur batteriet laddas och urladdas. Detta syns tydligare om vi undersöker en vecka för en av nätstationerna:

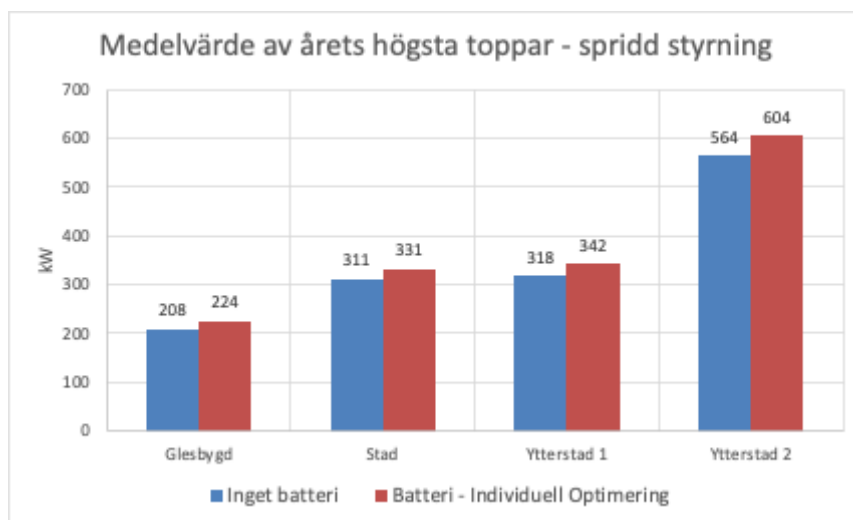


**Figur 26.** Figuren visar elanvändningen innan och efter individuell kostnadsoptimering med dynamisk effektagift, för samtliga kunder i ett av områdena.

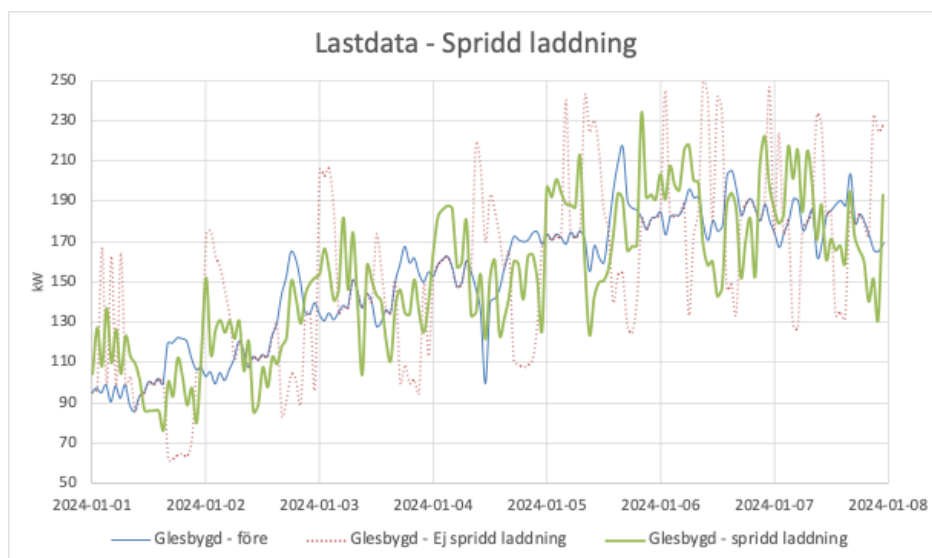
Figur 26 visar hur den aggregerade elanvändningen förändras över tid vid individuell kostnadsoptimering. Det framgår tydligt att nya effekttoppar uppstår som en direkt följd av styrningen. Detta beror på att samtliga kunder reagerar på samma prissignal och därmed laddar och laddar ur enligt samma mönster. Resultatet blir en ökad variation i användningen och högre effekttoppar, trots att signalen är baserad på områdets totala elanvändning.

När modellen testats med eller utan spotpris samt olika värden på det högsta värdet på effektagiften får det liten betydelse, då det endast resulterar i att andra timmar väljs, men samma problem med topparna som uppstår utifrån den samtida laddningen.

För att isolera effekten av samtidighet analyserades även ett scenario där kunderna slumpmässigt tilldelas fyra olika laddningstimmar inom ett urval av de tolv billigaste timmarna.



**Figur 27.** Figuren visar påverkan på effekttopparna när laddningen sprids över fyra av de tolv billigaste timmarna.



**Figur 28.** Grafen visar skillnaden mellan spridd och ej spridd laddning i effekt.

I jämförelse med när samma 6 timmar valdes för alla kunder, så blir höjningen av medeleffekttoppen reducerad vid en spridning av laddning, men den är trots allt fortsatt förhöjd. Trots att laddningen är mer utspridd så uppstår nya effekttoppar vid de tidpunkter där områdets effektuttag tidigare var som lägst.

### 9.1.3 Begränsningar i modellen

Samtidigt bör resultaten tolkas med försiktighet. Modellen bygger på ett antal förenklande antaganden som kan påverka utfallet. Modelleringen omfattas i stor utsträckning av samma begränsningar som de tidigare batterimodelleringarna i kapitel 4. Nedan lyfts därför främst de begränsningar som är särskilt relevanta för analysen av effektaavgifter.

- Styrningen sker exempelvis enligt fasta ladd- och urladdningstimmar per dygn, vilket innebär att styrningen inte tar hänsyn till värdet av att spara energi till senare tidpunkter.
- Vidare antas alla kunder reagera direkt och fullt ut på signalen från effektaavgiften, utan begränsningar kopplade till beteende, teknik eller styrsystem.
- I ett verkligt fall skulle troligtvis inte alla kunder reagera endast på kostnadssignalen från en effektaavgift, utan olika kunder skulle eventuellt följa olika prissignaler, exempelvis från stödtjänstmarknader och lokala flexmarknader.
- Dessutom baseras den idealiserade effektaavgiften på fullständig information om områdets elanvändning i efterhand, vilket inte är realistiskt i praktiken. I verkliga tillämpningar skulle prognosfel och osäkerheter sannolikt påverka både styrning och utfall.

- Slutligen modelleras kundernas flexibilitet som fullt tillgänglig under hela året, vilket innebär att variationer i faktisk tillgänglighet, exempelvis kopplat till användarbeteende eller mobilitet, inte fångas.

#### 9.1.4 Sammantagen analys av effektagifter

Sammantaget visar resultaten att timprisbaserad styrning inte nödvändigtvis leder till önskvärda utfall på systemnivå. Trots att prissignalen är konstruerad för att spegla nätets behov korrekt så koncentreras effekten till vissa tidsperioder när många kunder reagerar på samma signal. Det kan skapa nya samtidiga toppar, även när laddningen delvis sprids mellan kunder.

En central förklaring är att avgiften, trots att den baseras på områdets samtidiga effekttuttag, tillämpas individuellt utan koordinering mellan kunder. Alla kunder exponeras därmed för samma incitament vid samma tidpunkt och agerar oberoende av varandra. Detta innebär att flexibiliteten aktiveras på ett sätt som är rationellt ur ett individuellt kostnadsperspektiv, men som sammantaget leder till ett icke-optimalt utfall för systemet.

Några av begränsningarna som nämndes ovan – som att modellen utgår från en stor mängd tillgänglig flexibilitet och att kunderna kan reagera snabbt och konsekvent på prissignalen – kan dessutom bli mer aktuella i framtiden. Med fler batterier och V2G-resurser som genom automatiserade styrsystem kan reagera samtidigt på samma ekonomiska signaler ökar också betydelsen av hur styrningen samordnas.

I Energiforsks studie *Konkurrensen om efterfrågefleksibilitet*<sup>42</sup> simulerades 200 villakunders respons på olika effektagifter. Resultaten visade att de enskilda hushållens effekttoppar kunde minska med omkring 30–35 %, medan effekten på det samlade effekttuttaget var betydligt mindre<sup>43</sup>. På nätstationsnivå uppstod endast marginella minskningar och i vissa fall även ökningar. En förklaring var att kundernas individuella effekttoppar inte sammanföll med nätets högsta belastning, vilket även ligger i linje med resultaten i denna studie.

I liknelse med ovan modellering visade nyss nämnda Energiforsk-rapport också att styrningen kunde skapa nya effekttoppar när elanvändning flyttades till andra timmar, och att den samlade effekten kunde vara svår att förutsäga även med dynamiska effektagifter. Studien pekar därför på behovet av mer träffsäkra styrsignaler i både tid och geografi och på att nätagifter kan behöva kompletteras med andra former av styrning, exempelvis avtal, lokala flexibilitetsmarknader eller samordning genom aggregatorer.

<sup>42</sup> Energiforsk, *Konkurrensen om efterfrågefleksibilitet* (2026), <https://energiforsk.se/media/ekidwqbp/2026-1197-konkurrensen-om-efterfra-gefleksibilitet-delrapport-simuleringsstudie-olika-effektagifter.pdf>

<sup>43</sup> "Så kan effektagifter påverka hushåll och elnät", Energiforsk, 11 juni 2026, <https://energiforsk.se/nyheter/sa-kan-effektagifter-paverka-hushall-och-elnat/> [Hämtad 2026-08-28]

## 9.2 LOKALA FLEXIBILITETSMARKNADER SOM SAMORDNINGSMEKANISM

Lokala flexibilitetsmarknader är ett annat sätt att styra flera flexibla resurser mot ett gemensamt behov i elnätet. På en sådan marknad kan elnätsföretaget köpa flexibilitet för att exempelvis minska elanvändning, öka lokal produktion eller aktivera energilager när det finns risk för kapacitetsbegränsningar.

Energimarknadsinspektionen beskriver lokala flexibilitetsmarknader som lokala marknadsplatser där nätföretag kan anskaffa flexibilitet på ett marknadsbaserat sätt, bland annat för att kapa effekttoppar och använda elnäten mer effektivt<sup>44</sup>.

Jämfört med en generell effektagift är styrningen mer direkt, eftersom nätägaren kan efterfråga en definierad flexibilitetsleverans på en viss plats och vid en viss tidpunkt. Resurser kan delta individuellt eller samlas ihop av en aggregator. Marknaden i sig koordinerar därmed bara resurser som är större än budgränsen medan aggregatorer kan användas för att samla ännu mindre resurser.

En lokal flexibilitetsmarknad kan användas för både vinterrelaterade uttagstoppar på lokalnätetsnivå, mer lokala flaskhalsar samt för inmatningstoppar på sommaren. I dagsläget finns främst lokala flexibilitetsmarknader som adresserar effekttoppar vintertid, men en marknad i Halland har två gånger testats under sommarhalvåret för att ta hand om överskott från produktion. En styrka är att nätägaren kan ersätta en faktisk prestation, i stället för att förutsätta att energidelning eller en generell prissignal automatiskt skapar nätnytta.

En annan nytta med lokala flexibilitetsmarknader jämte prissignaler i nätavgiften är att marknaden ger möjlighet till lokaliseringssignaler. Detta är något som diskuteras för nätavgifter men som med nuvarande lagstiftning inte är möjligt. Samtidigt kan det vara svårt att driva marknader för mycket lokala utmaningar i elnätet om likviditeten är för liten. I dessa fall har villkorade och flexibla avtal diskuterats. Här skulle även lokal energidelning kunna spela en kompletterande roll som kan hantera överproduktion av solceller eller höga effekttoppar från elbilsladdning väldigt lokalt. Kanske kan avtalet tecknas med gemenskapen.

Flexibilitetsmarknaden kan också stärka investeringskalkylen för exempelvis batterier genom att skapa ytterligare intäkter. Däremot organiserar den inte i sig investeringar i gemensamma resurser som kan ge skalfördelar och mer flexibilitet per investerad krona. Den bidrar inte heller löpande till ökad egenanvändning.

En ytterligare begränsning är att lokala flexibilitetsmarknader fortfarande är under utveckling och inte finns överallt i Sverige där det skulle finnas behov för det. Vintern 2025/2026 rörde det sig om 14 lokala flexibilitetsmarknader som var aktiva<sup>45</sup>. Lokal energidelning kan därför i vissa områden skapa lokal samordning även där det ännu saknas en etablerad marknad att köpa flexibilitet ifrån, även om denna samordning inte automatiskt innebär en direkt nytta för nätägaren. Indirekt

<sup>44</sup> "Lokala flexibilitetsmarknader", Energimarknadsinspektionen, 14 november 2025, <https://ei.se/bransch/flexibilitet-i-elsystemet/effektiva-marknader/lokala-flexibilitetsmarknader> [Hämtad 2026-08-31]

<sup>45</sup> Svenska kraftnät, *Nationell bedömning av elsystemets behov av flexibilitet* (2026), [https://www.svk.se/4a539f/siteassets/om-oss/rapporter/2026/fna2026\\_slutrapport.pdf](https://www.svk.se/4a539f/siteassets/om-oss/rapporter/2026/fna2026_slutrapport.pdf)

skulle dock lokal energidelning potentiellt kunna bidra till att förebygga framtida problem lokalt i elnäten, men det behöver analyseras och utredas vidare.

### 9.3 AGGREGATORNS SAMORDNANDE FUNKTION

En aggregator kan fylla en samordnande funktion som på flera sätt liknar den kollektiva styrning som modellerats i denna rapport. Aggregatorn samlar flexibilitet från flera kunder och kan styra exempelvis batterier, elbilsladdning, värmepumpar eller annan flexibel elanvändning som en större gemensam resurs för att optimera den ekonomiska nyttan för kunderna. För den enskilda kunden kan detta innebära att flexibiliteten används utan att kunden själv behöver följa marknader, prissignaler eller nätets belastning.

Det är dock inte givet att aggregators styrning automatiskt sammanfaller med det lokala elnätets behov. Aggregatorn är en marknadsaktör som väljer den marknad eller tjänst som betalar sig bäst vid varje enskilt tillfälle. De kan optimera resurser mot exempelvis spotpris, balansmarknader, stödtjänster, obalanser eller andra intäktsmöjligheter. Energimarknadsinspektionens nulägesbild från 2026 visar att många styrtjänster fortfarande främst optimerar mot spotpris, att få tjänster i dagsläget samtidigt beaktar nätavgifter, egenproduktion och stödtjänster och att koordineringen mellan aktörer som styr resurser är låg<sup>46</sup>, vilket kan öka risken för lokala nätproblem. Ei:s nulägesbild visar också att det i dagsläget är få nätföretag som köper flexibilitet från hushållskunder. För att aggregatorn ska bidra till lokal nätnytta behöver det därför finnas en tydligt prissatt styrsignal som gör det ekonomiskt relevant att styra mot det aktuella lokala nätbehovet.

I en Energiforsks studie lyfts aggregatorer fram som en möjlig nyckelaktör för att samordna flexibilitet från många kunder och pekar på möjligheten att ge aggregatorer incitament att styra resurserna så att de gör större nytta för elnätet<sup>43</sup>. Det innebär att den samordningseffekt som identifierats i rapporten inte är unik för lokal energidelning. Om en aggregator har en tillräckligt hög lokal penetration och samlar resurser inom samma geografiska område så kan aggregatorn styra dem för att minimera områdets belastning. Exempelvis skulle batterier och V2G-resurser då kunna användas för att reducera både uttags- och inmatningstoppar. Den samordnade styrningen är därmed inte beroende av att resurserna organiseras inom en energigemenskap, utan av att de styrs mot ett gemensamt mål.

En energigemenskap som fokuserar på lokal energidelning kan antas ha ett större intresse i att just det lokala elsystemet fungerar väl, och har även andra incitament för att matcha lokal produktion och konsumtion genom ökad egenanvändning. I en studie som intervjuade lokala aktörer om deras drivkrafter för att bidra med flexibilitet till det lokala elnätet lyftes fyra delar fram – viljan att bidra till ett hållbart samhälle, minskade elkostnader och nya intäkter, kunskapsuppbyggnad

<sup>46</sup> Energimarknadsinspektionen, *Flexläget 2026* (2026), <https://ei.se/download/18.2dffe41819d04823878f04/1774000898011/Flexl%C3%A4get-2026-Ei-PM2026-02.pdf>

och att säkra det egna framtida effektbehovet<sup>47</sup>. Den ekonomiska aspekten är central och viktig, men inte den enda drivkraften för att bidra med flexibilitet. På samma sätt kan givetvis marknadsaktörer också drivas av andra syften, men i en perfekt värld bör prissignaler spegla elsystemets behov på ett korrekt och avvägt sätt så att marknadsaktörerna väljer att använda sin flexibilitet där behovet är som störst. Här bör tilläggas att även nyttan från energigemenskapen blir större med korrekta prissignaler och den styrsignal som aggregatorn behöver för att uppnå syftet. För energigemenskaper som får dela el lokalt finns dock även en delvis inneboende drivkraft.

Aggregatorn kan därtill inte i sig förväntas skapa alla de övriga nyttor som i rapporten kopplats till energigemenskaper. Framför allt skapar aggregering inte automatiskt den skaleffekt som kan uppstå när flera aktörer investerar gemensamt i en större anläggning, i stället för att var och en gör mindre separata investeringar. Den skapar inte heller automatiskt de incitament som kan uppstå om energidelning förbättrar ekonomin för lokal produktion och lagring, exempelvis genom att fler deltagare kan använda den lokalt producerade elen och därmed får större anledning att tidsanpassa sin elanvändning eller investera i lagring. En aggregator kan visserligen ge resurser ytterligare intäktsmöjligheter och därigenom stärka investeringsviljan, men aggregatorns roll kan främst ses som att samordna och tillgängliggöra flexibilitet, medan energigemenskapen också kan skapa förutsättningar för gemensamma investeringar och ägande.

En möjlig skillnad gäller även den kunskap som kommer av lokala samverkan kring energianvändning och investeringar. Lokal energidelning har i intervjuerna kopplats till ökad kunskap om energianvändning, identifiering av ineffektiv drift och gemensamma diskussioner om nya investeringar. I Hammarby Sjöstad har arbetet exempelvis bidragit till att deltagarna analyserat sin energianvändning och identifierat möjliga effektiviseringar. Ett sådant engagemang kan vara ett mervärde, men bör inte vara en förutsättning för att en energigemenskap ska fungera. För andra kunder kan det i stället vara en fördel att den tekniska styrningen och marknadsdeltagandet hanteras av en professionell aktör.

Avslutningsvis är aggregatorns roll att aggregera elkunders flexibla förmåga och att styra dem utifrån ekonomiska intressen. En energigemenskap har delvis överlappande intressen och förmågor men även ytterligare nyttor. Aggregatorer och energigemenskap behöver därmed inte betraktas som konkurrerande lösningar. Aggregatorn kan stötta befintliga energigemenskaper och få deras flexibilitet till marknader. Energigemenskapen kan då stå för gemensamma mål, investeringar och ägande, medan en aggregator hanterar den löpande styrningen och deltagandet på olika marknader för energigemenskapens räkning. Om ekonomiska incitament för virtuell energidelning finns i samhället skulle aggregatorer även kunna hjälpa sina kunder att dra nytta av dessa. En viktig slutsats här är att nätägaren behöver skapa styrsignaler för det lokala nätet som

<sup>47</sup> Power Circle, *Hur kan lokal flexibilitet få rum att utvecklas?* (2024), <https://powercircle.org/lokalflex.pdf>

aggregatorer kan reagera på för att nyttan ska uppstå, samtidigt kan samma styr signaler behövas även med lokal energidelning i en energigemenskap.

#### 9.4 SAMMANTAGEN ANALYS AV ANDRA SAMORDNINGSSÄTT

Sammantaget visar analysen att den samordning av flexibla resurser som tidigare i rapporten har visats vara möjlig genom att med kollektiv optimering kapa effekttoppar inte är unik för energigemenskaper. Annan samordning är dock inte lika mångfacetterad som lokal energidelning som kan bidra till flera olika nyttor. Snarare kompletterar effektagifter, aggregatorer och lokala flexibilitetsmarknader varandra så att de tillsammans kan bidra till liknande effekter och nyttor. En skillnad ligger i hur direkt resurserna kan styras mot ett gemensamt nätbehov.

Effektagiften är det mest indirekta av de tre alternativen. Den ger varje kund ett ekonomiskt incitament att förändra sitt effekttuttag, men innebär ingen koordinering mellan kunderna i de utformningar som hittills testats. Modelleringen i detta kapitel visar att de tvärt om kan leda till att många flexibla resurser reagerar samtidigt och skapar nya effekttoppar, även när prissignalen är konstruerad utifrån områdets belastning. Utformningen blir därmed helt avgörande om effektagifter ska bidra till nätnytta.

Aggregatorer möjliggör i stället direkt samordning av flera kunders resurser som exempelvis kan erbjudas till lokala flexibilitetsmarknader, medan lokala flexibilitetsmarknader gör det möjligt för nätägaren att efterfråga flexibilitet på rätt plats och vid rätt tidpunkt, vilket innebär att aggregatorer och flexibilitetsmarknader snarare kompletterar än ersätter varandra.

De olika lösningarna bör därför inte främst ses som konkurrerande utan kompletterande. En avgift kan ge ett grundläggande incitament, en energigemenskap kan mobilisera kunder och investeringar i gemensamma resurser, aggregator kan samordna resurserna till en flexibilitetsmarknad som riktar dem mot ett konkret nätbehov.

Som tabell 17 nedan visar är minskade effekttoppar i sig inte en unik nytta med lokal energidelning och energigemenskaper. Energidelningens möjliga mervärde ligger snarare i att samordningen kan kombineras med andra funktioner. Flera aktörer kan exempelvis investera gemensamt i en större solcells- eller batterianläggning i stället för i flera mindre, vilket minskar både kostnaden och miljöpåverkan. Därtill kan möjligheten att dela lokalproducerad el ge ytterligare incitament att tidsanpassa elanvändningen eller investera i lagring.

Samtidigt behöver inte energigemenskapen alltid själv hantera all den tekniska och marknadsmässiga komplexitet som följer av detta om de samarbetar med en aggregator som koordinerar flexibiliteten mot olika marknader. Detta blir en viktig utgångspunkt för policyanalysen i nästa kapitel, där frågan är hur ekonomiska incitament och villkor kan utformas så att distribuerade resurser och lokal energidelning både skapar värde för deltagarna och används på ett sätt som ger faktisk nytta för elsystemet.

Här vilar ett stort ansvar i att verkligen realisera nyttan på den lokala nätägaren som genom tydliga styrsignaler behöver signalera när och var behovet finns, och därmed skapa de förutsättningar som behövs för att kundernas flexibilitet ska kunna tas till vara – oavsett om det är via en energigemenskap eller aggregator.

**Tabell 17.** Jämförelse mellan olika samordningssätt mot de nyttor som identifierats i studien.

|                                                    | Individuell<br>effektavgift               | Aggregator                        | Lokal<br>flexmarknad                          | Energidelning                            |
|----------------------------------------------------|-------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------------------|------------------------------------------|
| Samordnar många små flexibla resurser              | Nej                                       | Ja                                | Bara de som är stora nog att buda in          | Ja                                       |
| Bidrar till sänkta effekttoppar vid rätt tidpunkt  | Kanske, ibland ökade, beror på utformning | Ja, med rätt incitament           | Ja, mer träffsäkert                           | Ja, med rätt incitament                  |
| Optimerar vart resurserna gör som mest nytta       | Nej                                       | Ja, om det finns prissignaler     | Nej                                           | Bara om de deltar på alla marknader      |
| Ger incitament till ökad kollektiv egenanvändning  | Nej                                       | Nej                               | Nej                                           | Ja                                       |
| Ger möjlighet till större anslutning av lokal sole | Nej                                       | Ja, med rätt incitament           | Ja, mer träffsäkert om en sådan marknad finns | Ja, med flexibel styrning                |
| Kan leda till investeringar i mer flexibilitet     | Ja, kan ge ekonomi i flex                 | Ja, kan ge ekonomi i flex         | Ja, kan ge viss ekonomi i flex                | Ja, kan ge ekonomi i flex & skalfördelar |
| Kan leda till gemensamma investeringar             | Nej                                       | Incitamenten är troligen för små. | Incitamenten är troligen för små.             | Ja, nyttan blir större med energidelning |
| Ger ökad kunskap om energi till kunderna           | Ja, kan öka kunskap                       | Ja, kan ge viss kunskap           | Ja, kan ge viss kunskap                       | Ja, kan öka kunskap och engagemang       |

## 10 Policyutveckling för lokal energidelning

För att energidelning ska bidra till ett effektivare nätutnyttjande behöver den kombineras med flexibilitet och styrning som svarar mot lokala behov. Det kräver i sin tur tydliga roller, ekonomiska incitament och ett regelverk som premierar faktisk systemnytta. Detta kapitel beskriver dagens policy och analyserar vad som krävs för att frigöra dessa nyttor.

### 10.1 POLICY OCH INCITAMENT FÖR DE OLIKA ENERGIDELNINGSSÄTTEN

Som beskrivits i kapitel 2 finns det olika sätt att dela energi på, vilka påverkas av olika regleringar och incitament. De olika delningssätten är eget nät bakom en gemensam anslutningspunkt, genom ett kompletterande nät eller genom virtuell energidelning. Delningsformerna skiljer sig inte bara tekniskt utan omfattas också av olika regler och ekonomiska incitament. I detta avsnitt beskrivs de viktigaste skillnaderna ur ett policy- och incitamentsperspektiv.

Utöver de ekonomiska villkor som är kopplade till själva energidelningen finns det även styrmedel för investeringar i energiteknik. För enskilda hushåll finns det idag flera regler och styrmedel som underlättar för installation av solceller, batterier och laddning. Det gäller både det gröna teknikavdraget och regler för mikroproduktion. Motsvarande möjligheter gäller inte på samma sätt för gemensamma investeringar som görs av exempelvis en bostadsrättsförening eller en energigemenskap. Detta skapar ytterligare skillnader i de ekonomiska förutsättningarna för individuella och gemensamma energilösningar, vilket återkommer senare i kapitlet.

#### 10.1.1 Energidelning bakom gemensam anslutningspunkt

Som beskrevs i kapitel 2 kan energidelning bakom en gemensam anslutningspunkt ske både inom en byggnad och mellan flera byggnader eller fastigheter. Energidelning mellan fastigheter förutsätter att nätet kan omfattas av något av undantagen från kravet på nätkoncession, exempelvis enligt IKN-regelverket. En relativt vanligt förekommande form är däremot energidelning inom en byggnad genom individuell mätning och debitering (IMD).

I flerbostadshus är det vanligt att lägenhetsinnehavarna har egna anslutningar till det koncessionspliktiga nätet för sin hushållsel, medan fastighetsägaren har en separat anslutning för fastighetsdriften. En solcellsanläggning eller ett batterilager som ansluts till fastigheten kan då inte nyttjas för de boendes hushållsel, och de boende har ofta inte själva rådighet att investera i solceller, batterier eller laddning. För att öka egenanvändningen av solen har det blivit allt vanligare<sup>48</sup>, särskilt i bostadsrättsföreningar, att i stället endast ha en anslutning till det

<sup>48</sup> "IMD – Så fungerar det", SBC, u.d., <https://www.sbc.se/lar-dig-mer/styrelse/kunskapsartiklar/sa-fungerar-imd/> [Hämtad 2026-08-24]

koncessionspliktiga nätet och sedan införa egen undermätning för varje lägenhet, vilket kallas individuell mätning och debitering (IMD).

Ett upplägg med IMD innebär att den el som produceras av solcellerna kan nyttjas direkt av de boende i huset utan att betala energiskatt och överföringsavgift på elen, och även användas tillsammans med ett batterilager för att kapa kollektiva effekttoppar – vilket kan leda till sänkta kostnader för effektagifter<sup>49</sup>.

Sammanlagringseffekten mellan de olika hushållens elanvändning kan också i sig ge sänkta kostnader för effektagifter, eftersom de då betalar för en gemensam effekttopp och hushållens individuella effekttoppar sällan inträffar samtidigt. Därtill kan de fasta kostnaderna bli lägre, eftersom vissa grundavgifter hos elnäts- och elhandelsföretag då betalas för färre abonnemang.

En nackdel för de enskilda kunderna med att endast ha en anslutning till det koncessionspliktiga nätet är att de inte längre kan vända sig direkt mot nätbolaget vid problem, utan måste kontakta sin fastighetsansvarige. Elnätsbolagen tappar möjligheten att kunna kommunicera direkt till hushållen, exempelvis vid avbrott<sup>50</sup>. Vidare kan det också vara kostsamt att bygga om elsystemet i byggnaden och installera nya elmätare, i riktigt stora byggnader kan det behövas flera anslutningar för att försörja byggnaden.

### 10.1.2 Energidelning med kompletterande nät

Grundregeln i ellagen är att alla elledningar kräver nätkoncession (tillstånd att ha en ledning), men IKN-förordningen innehåller ett antal undantag som gör det möjligt att bygga och använda interna elnät utan koncession<sup>51</sup>. Sådana undantag gäller exempelvis nät inom byggnader, industrianläggningar, jordbruksfastigheter och institutioner för vård eller utbildning.

För energidelning mellan byggnader finns dessutom ett särskilt undantag i IKN-förordningen. Ett internt lågspänningsnät kan under vissa förutsättningar användas för att överföra el mellan byggnader och anläggningar inom samma fastighet. En förutsättning är dock att de berörda byggnaderna var för sig även är anslutna till det koncessionspliktiga nätet. I vissa av dessa fall får el även överföras för någon annans räkning, vilket exempelvis kan möjliggöra gemensamma lösningar för flera elanvändare.

Dagens regelverk ger vissa ekonomiska incitament för eget kompletterande nät, eftersom el som delas inom nätet kan egenanvändas kollektivt och undantas från överföringsavgift och energiskatt, till skillnad från vid virtuell energidelning. Dock medför eget kompletterande nät i stället kostnader i form av investeringar och underhåll av samt ansvar för nätinfrastrukturen. Undantag från överföringsavgift

<sup>49</sup> Detta förutsatt att både lägenhetskunder och större kunder betalar effektagifter. Det finns fall där prispåverkan blivit annorlunda.

<sup>50</sup> "Vad menas med gemensam el?", Ellevio, u.d., <https://www.ellevio.se/el-i-flerbostadshus/vad-menas-med-gemensamhetsel/> [Hämtad 2026-08-24]

<sup>51</sup> SFS 2007:215 Förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857), Klimat- och näringslivsdepartementet

och energiskatt gör det möjligt att koncentrera solcellerna till ett fåtal större anläggningar på tak eller andra ytor med goda förutsättningar, vilket ger ytterligare ekonomiska incitament. Batterilager kan på samma sätt koncentreras till en eller ett fåtal större enheter, vilket också ger kostnadsfördelar, samtidigt som det egna nätet ger förutsättningar för att kunna bygga ett system där batterierna också kan användas i ö-drift.

Att dela energi i ett eget nät har också geografiska begränsningar. Det finns ingen tydlig bestämmelse kring maximalt avstånd, men det finns spänningsbegränsningar som gör att det skulle krävas orimligt stora kabeldimensioner vid större avstånd.

### 10.1.3 Energidelning i virtuellt nät

Att dela energi i ett virtuellt nät innebär att kontinuerligt hålla koll på varje anslutningspunkts utbyte med det koncessionspliktiga elnätet och räkna fram nettoutbytet för alla kunder som deltar i energidelningen. Detta kan göras med en tidsupplösning på 15 minuter via nätägarens ordinarie debiteringsmätare.

Utifrån propositionen *Nya lagar om elsystemet* kommer detta från och med 1 januari 2027 att bli möjligt inom samma elområde, genom att respektive elkunds elhandlare ska göra avdrag på fakturan för el som har delats. Energiskatt och överföringsavgift betalas som vanligt på den delade elen. Fördelar är i stället att det inte krävs några investeringar i infrastruktur som elledningar.

## 10.2 HUR ENERGIGEMENSKAPERNA PÅVERKAS AV NUVARANDE LAGSTIFTNING

Intervjuerna med energidelningsaktörerna visar att flera av dessa präglas av regulatorisk osäkerhet. Det handlar dels om vilka lösningar som är tillåtna, dels om hur olika initiativ ska klassificeras juridiskt och organisatoriskt. Flera av de intervjuade aktörerna beskriver att deras projekt befinner sig i ett gränsland mellan energigemenskap, fastighetsintern energidelning, samfällighetslösning, IMD och lokal affärssamverkan. Detta gör det svårt att avgöra vilka regler, stöd och incitament som är tillämpliga.

En återkommande fråga är avsaknaden av en tydlig definition av energigemenskaper i svensk tillämpning. Rigoletto, Pottugnen och Morgongåva illustrerar lokala elsystem som inte självklart kan klassas som energigemenskaper. Definitionen är inte bara principiellt viktig, utan kan också påverka vilka styrmedel, avdrag och incitament som kan riktas till kollektiva energilösningar. I intervjun med ViaEuropa lyfts att stöd och avdrag ofta är utformade för enskilda aktörer, exempelvis privatpersoner eller enskilda juridiska personer. Representanten från Uppsala kommun lyfter på liknande sätt att nuvarande organisationsformer inte alltid är anpassade till de kollektiva energilösningar som växer fram, och att det kan behövas tydligare juridiska former eller mer administrativt stöd från offentliga aktörer. Samma person beskriver den aktuella lagstiftningen som ett minimikrav utifrån EU-regler, snarare än som ett regelverk som fullt ut frigör potentialen i energigemenskaper.

Policyutmaningarna skiljer sig också mellan virtuell avräkning och fysisk energidelning. För virtuell delning handlar utmaningen främst om avräkning, informationsöverföring och ekonomiska incitament. I Hammarby Sjöstad framhålls att det saknas direkta incitament för virtuell energidelning och att lönsamheten i hög grad påverkas av hur skatter, avgifter och avräkningsmodeller utformas. Projektet har undersökt modeller för virtuell delning, men intervjun visar att regelverket och de system som krävs för att hantera avräkning mellan aktörer fortfarande behöver utvecklas.

För fysisk energidelning handlar regleringsfrågorna i större utsträckning om nätkoncession, IKN-regler och ansvar för lokal infrastruktur. För Tamarinden och BRF Sparven krävdes en juridisk bedömning; i Tamarinden utmanades gränserna för IKN-lagstiftningen, men ÖrebroBostäder och övriga fastighetsägare fick efter en juridisk process ett bindande beslut som möjliggjorde det kompletterande nätet. I BRF Sparven skickades frågan tidigt till Energimarknadsinspektionen eftersom det vid projektets start var oklart om el kunde delas mellan hus, vilket de sedan fick godkänt för. ViaEuropa beskriver på liknande sätt att regelverket för kompletterande nät kan vara svårt att tolka, vilket skapar osäkerhet kring när sådana nät får byggas. Rigoletto exemplifierar en särskild problematik för befintliga lokala elinfrastrukturer. Samfälligheten ansvarar för lokal elinfrastruktur enligt anläggningsbeslut men godkänns inte som icke koncessionspliktigt nät med hänvisning till nuvarande IKN-förordning. Detta placerar Rigoletto i ett otydligt läge: föreningen har ett eget lokalt nät och kan skapa lokal nätnytt, men nuvarande regelverk ger inte rättsliga och ekonomiska förutsättningar. Intervjupersonen ifrågasätter om det vore samhällsekonomiskt motiverat att nätbolaget bygger ny parallell infrastruktur (i form av ett koncessionspliktigt nät) i ett område där en befintlig lokal lösning med smart styrning redan används. Intervjupersonen menar även att nuvarande IKN-förordning behöver uppdateras för att möjliggöra att medborgardrivna elsamarbeten - nuvarande och framtida - får en tydlig legal status.

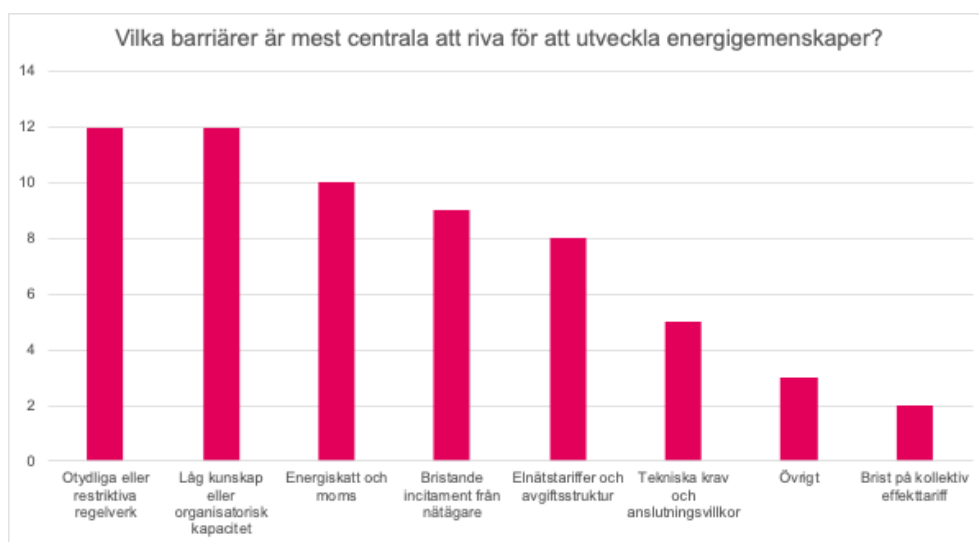
En annan återkommande fråga är hur skatter, nätavgifter och abonnemangsmodeller påverkar incitamenten. I Tamarinden har skattefrågor kopplade till solcellsanläggningarna varit en betydande utmaning, där det länge var oklart om de olika solcellsanläggningarna skulle betraktas som flera separata anläggningar eller en gemensam – vilket i förlängningen hade kunnat innebära beskattning av den egenanvända elen. Senare klargjordes att de kunde betraktas som separata anläggningar. Rigoletto beskriver att solel som produceras i en fastighet och delas till andra fastigheter inom området ändå debiteras av elhandelsbolag och elnätsbolag som nätanvändning. Detta trots att elen enligt mätdata inte matas ut till överliggande nät.

Intervjuerna pekar därmed på en bredare incitaments- och affärsmodellfråga: vilka beteenden ska regelverket uppmuntra, och hur ska lokala nyttor ersättas? I Tamarinden framhålls att minskat effektuttag och flexibilitet kan skapa värde för elnätet, men att det krävs ersättningsformer för att fastighetsägare ska få betalt för nyttorna. I Hammarby Sjöstad har kompensation för de nätnyttor som energigemenskapen kan bidra med diskuterats med elnätsbolaget, men det

beskrivs som svårt att definiera vad som är en faktisk nytta för nätbolaget och hur denna skiljer sig från bredare samhällsekonomisk nytta.

Slutligen visar intervjuerna att reglering och affärsmodeller även behöver hantera sektorkoppling mellan el och värme. I Morgongåva beskrivs beskattning av el som används i fjärrvärmesystemet som en potentiellt avgörande fråga för investeringskalkylen. Om överskottsel från solceller kan användas för att producera eller lagra värme kan det skapa nytta för både el- och värmesystemet, men dagens skatte- och affärsmodeller kan göra sådana lösningar svåra att realisera. Även BRF Sparven visar att tekniken för samverkan mellan el och värme kan finnas, men att fungerande affärsmodeller saknas, exempelvis för att sälja värme tillbaka till fjärrvärmebolaget eller samordna lokala värmeresurser.

Även i workshops och enkät framstod flera policyfrågor som aktuella barriärer för energigemenskaper. Här framträdde otydliga eller ofullständiga regelverk, dagens utformning av energiskatt och elnätsavgifter och avsaknad av anpassade effektagifter som några av de stora barriärerna.



Figur 29. Barriärer för energigemenskaper från enkätsvar.

Respondenterna betonade också att det krävs vissa förutsättningar för att nyttorna ska realiseras. Bland dessa förutsättningar och krav lyftes exempel som:

- **Incitament och affärsmodeller som premierar nytta för elnätet**, inte enbart egen ekonomi.
- **Hög driftsäkerhet och långsiktig kompetens**, så att energigemenskaperna blir en tillförlitlig resurs i elsystemet över tid.
- **Möjligheten att införa en operatörsroll** (tredje part), som sköter styrning, optimering och förvaltning av energigemenskaperna.

### 10.3 BAKGRUND OCH NUVARANDE REGLERING I SVERIGE

I detta delkapitel undersöks de tidigare utredningar som har gjorts samt vad det kan ha för betydelse för detta projekt.

#### 10.3.1 Tidigare utredningar och bestämmelser

Som beskrevs i kapitel 2 har Sverige under flera år utrett hur EU-reglerna om energigemenskaper och energidelning ska genomföras i svensk rätt. Ei lämnade förslag om energigemenskaper 2020, regeringen bedömde 2022 att energigemenskaper redan kunde bildas inom befintligt regelverk, och Ei återkom 2025 med en utredning om energidelning med anledning av det reviderade elmarknadsdirektivet. Under 2026 antog riksdagen propositionen Nya lagar om elsystemet, som bland annat innebär att en ny elmarknadslag införs och att energidelning regleras särskilt i svensk rätt.

Gällande energidelning, särskilt när det kommer till delning av el, konstaterar Energimyndigheten i sin rapport från 2024 att en särskilt central otydlighet handlar om hur elnätsavgift och energiskatt ska tas ut för energidelning. I sitt regeringsuppdrag fick Energimyndigheten emellertid en avgränsning som innebär att myndigheten i uppdraget inte skulle lämna några bedömningar eller förslag på skatteområdet.

I rapporten från 2025 redovisar Ei sin tolkning av artikel 15a.4 <sup>22</sup> i det reviderade elmarknadsdirektivet: att el som delas distribueras i elnäten på samma sätt som den el som handlas via elbörsen eller bilateralt, och att det därför inte får finnas särskilda regler om exempelvis lägre eller reducerad elnätsavgift för el som delats mellan elanvändare. I praktiken berör detta endast el som delas virtuellt, eftersom el som delas via ett eget eller kompletterande nät ju delas bakom mätaren. I beskrivningen framkommer det att Ei tagit emot inkomna förslag om att energidelning borde kunna leda till avdrag för delad el i elnätsfakturan, i de fall då energidelningen sker inom ett begränsat område och den delade elen producerats lokalt och bara behöver distribueras kortare sträckor – vilket skulle innebära lägre kostnader för elnätsbolaget som distribuerar elen. Ei gör dock bedömningen att det inte går att anta att energidelning alltid leder till lägre kostnader för elnätsföretagen, och att energidelning därmed inte bör vara en grund för nätägare att tillämpa en annan nätagift än för övriga nätkunder som införskaffar sin el på ett annat sätt än genom energidelning.

Vidare konstaterar Ei i rapporten att energidelning som överförs i det koncessionspliktiga nätet inte ska kunna undantas från skatteplikt – varken helt eller delvis – då den delade elen som överförs utanför anslutningspunkten belastar elnätet, och att ett undantag från energibeskattnings därmed skulle vara diskriminerande i förhållande till kunder, producenter och elleverantörer som köper eller säljer el på annat sätt.

I anslutning till denna bedömning skriver Ei att "en skattereduktion för el som delas skulle kunna leda till snedvridningar på elmarknaden. Det beror på att elanvändare skulle få ekonomiska incitament att införskaffa el genom att ingå energidelningsavtal endast med aktörer som producerar el inom

samma elområde”. Avslutningsvis anser Ei att det skulle krävas ytterligare utredning gällande huruvida delad el ska ha en skattereduktion; Ei skriver dock uttryckligen att myndigheten inte föreslår någon sådan utredning, då myndigheten anser att reducerad skatt för delad el varken är lämpligt eller går i linje med elmarknadsdirektivets krav.

Enligt propositionen *Nya lagar om elsystemet* beslutas att energidelning av förnybar el ska möjliggöras mellan elanvändare inom samma elområde. Stora företag får delta i energidelning, men endast om den sammanlagda installerade kapaciteten i de produktions- och energilagringsanläggningar som används inte överstiger 6 MW. Den som överlåter rätten till delad el får dessutom inte ha energidelning som sin huvudsakliga kommersiella eller yrkesmässiga verksamhet.

Lagen innebär att virtuell energidelning får en tydligare juridisk ram, men att delad el inte ges särskilda ekonomiska incitament i form av reducerad energiskatt eller reducerade nätavgifter. Motivet är att den delade elen fortsatt transporteras genom det koncessionspliktiga elnätet och därför inte bör behandlas annorlunda än el som köps via elmarknaden.

### 10.3.2 Innebörden för detta projekt och ett rättviseperspektiv

Utredningarna ovan aktualiserar två huvudsakliga frågor för detta projekt: dels under vilka förutsättningar lokal energidelning kan motivera förändrade avgifter vid virtuell energidelning, dels hur sådana förändringar kan utformas utan att innebära en oskälig kostnadsöverföring till övriga nätkunder.

Projektet delar Ei:s utgångspunkt att energidelning inte i sig bör innebära lägre nätavgifter. En reduktion bör kunna motiveras av att energidelningen faktiskt förändrar användningen av nätet och minskar nätföretagets kostnader. Det innebär också att en eventuell ekonomisk fördel bör stå i proportion till den nätnytta som energidelningen bidrar med, så att kostnader inte övervältras på övriga kunder.

Samtidigt finns det skäl att nyansera Ei:s resonemang om risken för snedvridning på elmarknaden. En utgångspunkt i denna rapport är att det under vissa förutsättningar kan vara positivt att el produceras och används nära varandra, eftersom det kan minska behovet av överföring, begränsa nätförluster och bidra till ett effektivare nätutnyttjande. Att skapa incitament för lokal elanvändning behöver därför inte i sig vara negativt, förutsatt att incitamentet motsvarar en faktisk nytta för elsystemet.

Den nya regleringen begränsar dessutom vissa möjligheter att använda energidelning som en renodlad kommersiell affärsmodell. Den som överlåter rätten till delad el får inte ha energidelning som sin huvudsakliga kommersiella eller yrkesmässiga verksamhet, och särskilda begränsningar gäller för stora företags deltagande. Detta innebär inte att risken för marknadspåverkan försvinner, men minskar vissa av de risker för kommersiell snedvridning som kan uppstå.

Samtidigt kvarstår en skillnad mellan energidelning bakom en gemensam anslutningspunkt eller inom ett kompletterande nät och virtuell energidelning via det befintliga elnätet. Vid virtuell energidelning transporteras den delade elen

genom det koncessionspliktiga nätet, och regeringen har därför bedömt att den fortsatt ska omfattas av nätavgiften och energiskatt. Vid energidelning bakom en gemensam anslutningspunkt uppstår däremot ingen separat nät- eller skattdebitering för de interna energiflödena.

Detta aktualiserar en avvägning mellan två rättviseperspektiv. Å ena sidan bör kunder som deltar i energidelning inte ges otillbörliga fördelar jämfört med kunder som köper el via elmarknaden. Å andra sidan bör kunder som delar egenproducerad el virtuellt inte missgynnas i förhållande till kunder som kan använda motsvarande el bakom en gemensam anslutningspunkt, om den virtuella energidelningen faktiskt medför jämförbar lokal nätnytta.

I denna rapport görs därför en åtskillnad mellan energidelning på elområdesnivå och lokal energidelning. Projektet delar bedömningen att energidelning på elområdesnivå inte i sig motiverar reducerade skatter eller nätavgifter. Däremot visar de föregående kapitlen att lokal energidelning, under vissa förutsättningar, kan bidra till nyttor för elnätet genom ökad lokal egenanvändning, flexibilitet och minskade effektuttags- eller inmatningstoppar. Den fortsatta policyanalysen fokuserar därför på hur ekonomiska incitament kan utformas så att de premierar lokal och verifierbar systemnytta, snarare än energidelning som sådan.

#### 10.4 ANALYS AV EKONOMISKA INCITAMENT FÖR ENERGIDELNING

De föregående avsnitten visar att dagens ekonomiska förutsättningar skiljer sig tydligt mellan olika former av energidelning. El som delas inom ett eget eller kompletterande nät kan användas utan vissa skatter och rörliga nätavgifter, medan el som delas virtuellt även fortsättningsvis passerar det koncessionspliktiga nätet och enligt den beslutade regleringen behandlas på motsvarande sätt som annan nätöverförd el.

I detta avsnitt analyseras hur ekonomiska incitament skulle kunna utformas om man vill minska denna skillnad och samtidigt skapa bättre förutsättningar för investeringar i gemensamma energiresurser. Resonemanget ska inte läsas som färdiga policyförslag, utan som en analys av möjliga styrmedel. Vissa av dessa, framför allt förändrad energiskatt och nätavgift, är främst relevanta för virtuell energidelning. Andra, såsom investeringsstöd för gemensamma resurser, kan vara relevanta oavsett hur energidelningen genomförs.

Frågorna om energiskatt och nätavgifter innehåller samtidigt flera avvägningar och kan inte bedömas enbart utifrån energigemenskapens perspektiv. En reducerad skatt eller nätavgift kan stärka incitamenten för lokal energidelning och samordning, men kan också innebära minskade skatte- eller nätintäkter och en förändrad kostnadsfördelning mellan deltagare och övriga kunder. Samtidigt är det inte givet att varje lokalt delad kilowattimme medför en motsvarande kostnadsminskning eller systemnytta. Vidare utredningar och bedömningar behöver därför väga samman incitament, faktisk nät- och systemnytta, kostnadsfördelning och likabehandling mellan olika kundgrupper.

### 10.4.1 Reducerad energiskatt vid virtuell energidelning

Om syftet är att minska de ekonomiska skillnaderna mellan virtuell energidelning och energidelning bakom en gemensam anslutningspunkt eller i ett kompletterande nät, skulle ett möjligt styrmedel vara reducerad energiskatt för lokalt delad el.

Energiskatten på el har både en offentligfinansiell betydelse och en styrande funktion<sup>52</sup>. En eventuell skattereduktion för energidelning behöver därför vägas mot både statens skatteintäkter och vilken samhällsnytta eller beteendeförändring reduktionen avser att stimulera.

För att varken vara diskriminerade mot den som köper el på grossistmarknaden eller mot den som egenanvänder el genom energidelning i eget nät, skulle energiskatten kunna reduceras stegvis.

**Tabell 18. Förslag till principiell utformning av reducerad energiskatt vid energidelning**

| Typ av energidelning          | Andel energiskatt |
|-------------------------------|-------------------|
| Eget nät                      | 0%                |
| Virtuellt, samma nätstation   | A%                |
| Virtuellt, samma lokalnät     | B%                |
| Virtuellt, samma elprisområde | 100%              |

Det kan ifrågasättas om det ska vara helt fritt från energiskatt att använda egenproducerad el "bakom mätaren", eftersom detta i någon mån kan bidra till energislöseri och minska incitament för energieffektiviseringar. Samtidigt är dagens ordning administrativt enkel, då den internt använda elen inte behöver mätas och beskattas separat.

Att dela el mellan byggnader som matas från samma nätstation är ur elsystemets perspektiv snarlikt energidelning i ett eget nät, för liknande förhållanden skulle A därför ligga nära 0%. Även en något större geografi än så är tänkbar som systemgräns, t.ex. alla byggnader som matas från samma fördelningsstation.

Utifrån statens behov av skatteintäkter kan man också tänka sig att nivån på A ligger något högre, eftersom den som delar energi virtuellt också har det ekonomiska incitamentet av att inte behöva göra någon investering i ett eget nät.

Energidelning i den ytterligare något större geografien, ett helt lokalnät, skulle kunna bidra till en högre grad av självförsörjning i lokalsamhället och ett jämnare effektuttag från regionnätet med lägre toppar. I princip skulle både vindkraft och större solcellsparkar på detta sätt kunna ges starkare incitament för att placeras i områden med stort elbehov (och tillgång till flexibla resurser). Detta skulle också kunna öppna möjligheter för att använda överskottsel från lokal sol- och vindkraft

<sup>52</sup> Finansdepartementet, *Sänkt energiskatt på el*, promemoria Fi/2025/01060 (2025), <https://regeringen.se/contentassets/b06109a70cdc4da5b75b20a01287cc6c/sankt-energiskatt-pa-el.pdf>

till att driva elpannor och värmepumpar i lokala närvärme- och fjärrvärmesystem, liksom att förse säsongslager för värme med sådan energi – antingen för enstaka byggnader eller i större system. För att kunna fastställa nivån på B behövs noggranna övervägningar utifrån önskemålet om icke-diskriminering gentemot grossistmarknaden för el.

Energiskatten på el regleras genom Lag (1994:1776) om skatt på energi, 11 kap. Energidelning via eget nät undantas från energiskatt enligt 2 § om elen framställts i en mindre anläggning och inte överförs till ett koncessionspliktigt nät. Vid en ändring där energidelning i ett virtuellt nät skulle medges en reducerad energiskatt kan ett nytt avdrag införas under 9 § eller 10 §. Hanteringen av energiskatten skulle göras av elnätsföretaget.

En sådan modell som beskrivs ovan aktualiserar samtidigt frågan om vad en reducerad skatt ska motiveras av. Om syftet enbart är att minska skillnaden gentemot fysisk energidelning talar det för att reduktionen knyts till hur lokalt elen produceras och används. Om skattereduktionen dessutom ska fungera som ett styrmedel för exempelvis flexibilitet, beredskap eller resiliens kan en ytterligare reduktion i stället kopplas till en verifierbar motprestation. Detta utvecklas i avsnitt 10.5.

#### 10.4.2 Förändrade nätavgifter vid lokal energidelning

En motsvarande fråga gäller nätavgifterna. Utgångspunkten är att nätavgiften bör spegla den faktiska användningen och påverkan på det koncessionspliktiga nätet. För virtuell energidelning innebär detta inte att hela nätavgiften bör tas bort, eftersom den delade elen fortsatt använder det ordinarie nätet. Däremot kan det analyseras om vissa delar av avgiften bör kunna spegla att lokal energidelning i vissa situationer innebär lägre kostnader eller ett effektivare nätutnyttjande. Även för kompletterande nät kan nätavgiftsutformningen vara relevant i de fall flera anslutningspunkter till det koncessionspliktiga nätet finns kvar.

Resonemanget nedan tar sin utgångspunkt i de föreskrifter som gällde fram till juni 2026<sup>53</sup> och i de kostnadskomponenter som ligger bakom elnätsavgifternas utformning. Enligt EIFS 2022:1 skulle nätavgiften för uttag bestå av fyra delar<sup>54</sup>:

- Fast avgift (kr/mån)
- Kundenspecifik avgift (kr/mån)
- Energiavgift (kr/kWh)
- Effektagift (kr/kW)

<sup>53</sup> "Ei upphäver föreskrifterna om utformning av nättariffer", Energimarknadsinspektionen, 17 juni 2026, <https://ei.se/om-oss/nyheter/2026/2026-06-17-ei-upphaver-foreskrifterna-om-utformning-av-nattariffer> [Hämtad 2026-08-21]

<sup>54</sup> EIFS 2022:1 *Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet*, Energimarknadsinspektionen

För inmatning av el från solceller och andra produktionsanläggningar gällde även:

- Inmatningstariff (kr/mån, kr/kWh)
- Ersättning för nätnytta (kr/kWh)

Föreskrifterna har därefter upphävts och den framtida avgiftsutformningen är under utredning. I resonemanget nedan utgår vi därför i första hand från vilka kostnader de olika avgiftskomponenterna är avsedda att täcka, snarare än från exakt hur komponenterna kommer att benämnas eller utformas framöver.

#### *Kostnad för att täcka nätförluster*

Den tidigare energiavgiften skulle enligt tidigare riktlinjer motsvara de kortsiktiga rörliga kostnaderna, vilket till största del är kostnaden för energiförluster från transporten av el och den avgift som elnätsbolaget betalar till överliggande nät.

Detta resonemang är framför allt relevant för virtuell energidelning om elen delas lokalt i nätet, eftersom elen bara överförs en kort sträcka och inte ger upphov till några större förluster eller behov från överliggande nät, på liknande sätt som inom ett kompletterande nät där elen inte överförs genom det koncessionspliktiga nätet.

Ett möjligt sätt att utforma ett sådant incitament är att reducera den del av nätavgiften som avser nätförluster när den delade elen produceras och används inom ett mycket begränsat geografiskt område. För el som delas mellan kunder under samma nätstation är överföringssträckan kort och nätförlusterna små jämfört med el som överförs över längre sträckor. Den del av en framtida nätavgift som avser nätförluster skulle därför kunna sättas till 0 kr/kWh för energidelning under samma nätstation.

Vid energidelning inom en större geografi, men inom samma lokalnät, skulle kostnaden som täcker nätförluster kunna reduceras med ett belopp som motsvarar energiavgiften till överliggande nät, eftersom den delade elen inte medför något uttag därifrån. Vi benämner detta som att den andel av kostnaden som ska betalas är C%.

Vid energidelning inom en ännu större geografi bör kostnad för att täcka nätförluster inte reduceras, i linje med propositionen om energidelning.

På ett referensgruppsmöte framkom att den del av nätavgiften som avser nätförluster är i ungefär samma storleksordning som nätnyttoersättningen, något som även bekräftas av kostnaden för produktionsersättning från Ellevio<sup>55,56</sup>. Som indikation på storleksordningen för dessa kostnader kan nätföretagens ersättning

<sup>55</sup> "Ersättning för inmatad el vid produktionsanläggningar anslutna till lokalnät. Nätpreisområde VÄSTRA SVEALAND-VÄSTERGÖTLAND", Ellevio, 1 januari 2026, [https://www.ellevio.se/globalassets/content/priserabonnemang-pdf/2026/produktion/proders\\_sv\\_2026.pdf](https://www.ellevio.se/globalassets/content/priserabonnemang-pdf/2026/produktion/proders_sv_2026.pdf) [Hämtad 2026-09-02]

<sup>56</sup> "Ersättning för inmatad el vid produktionsanläggningar anslutna till lokalnät. Nätpreisområde STOCKHOLM, Vallentuna och Nynäshamn", Ellevio, 1 januari 2026, [https://www.ellevio.se/globalassets/content/priserabonnemang-pdf/2026/produktion/proders\\_st\\_2026.pdf](https://www.ellevio.se/globalassets/content/priserabonnemang-pdf/2026/produktion/proders_st_2026.pdf) [Hämtad 2026-09-02]

för nätnytta användas. Ellevio anger exempelvis att energiersättningen till lokal produktion motsvarar nätförluster och kostnader i överliggande nät. För produktion ansluten på 0,4 kV uppgår denna ersättning 2026 till omkring 3–6 öre/kWh i olika delar av Ellevios lokalnät. Ersättningen kan därmed ge en indikation på den kortsiktiga rörliga nätkostnad som lokal produktion kan bidra till att undvika, men bör inte tolkas som en generell kostnad för nätförluster i svenska lokalnät.

Om vi då utgår från en reducerad kostnad på 5 öre/kWh, så skulle detta motsvara en reducerad nätavgift enligt tabellen nedan. Detta gäller då för energigemenskaper av storleken som modellerats, det vill säga där alla kunder under en nätstation deltar i energidelning.

**Tabell 19.** Storleksordning på reducerad nätavgift vid energigemenskap där alla kunder under nätstationen ingår, enligt modellerade exempel.

| Scenario                                       | Kollektiv egenanvändning | Reducerad nätavgift  |
|------------------------------------------------|--------------------------|----------------------|
| Solceller utan batterier                       | 40 000–80 000 kWh        | 2 000 – 4 000 kr/år  |
| Solceller och batterier med kollektiv styrning | 100 000–225 000 kWh      | 5 000 – 11 250 kr/år |

#### *Inmatningstariff och nätnytta*

För virtuell energidelning behöver även avgifter och ersättningar på inmatningssidan beaktas. När en deltagare matar in el i det koncessionspliktiga nätet kan inmatningen dels omfattas av en inmatningstariff, dels ge rätt till ersättning för den nätnytta som produktionen skapar.

En möjlig modell är att den el som matas in och samtidigt omfattas av virtuell energidelning varken belastas med inmatningstariff eller ger rätt till separat nätnyttoersättning. Detta skulle i större utsträckning efterlikna energidelning via ett kompletterande nät, där motsvarande interna energiflöde inte passerar mätaren. Hos många nätägare betalas inget inmatningsabonnemang för mikroproducenter<sup>5758</sup>.

Ett alternativ är att behålla både inmatningstariff och nätnyttoersättning även för den delade elen. Dessa behöver då samordnas med den reduktion av nätavgiften som ges på uttagssidan. Nätnyttoersättningen speglar bland annat minskade nätförluster och kostnader mot överliggande nät, vilket också är de kostnadsminskningar som ligger bakom den föreslagna reduktionen av nätavgiften. Utformningen behöver därför säkerställa att samma nätnytta inte

<sup>57</sup> "Ersättning och avgifter för att producera egen el", E.ON, 11 juni 2026, <https://www.eon.se/el/elnat/salja-el> [Hämtad 2026-09-02]

<sup>58</sup> "Abonnemang för elproduktion", Ellevio, 6 juli 2026, <https://www.ellevio.se/abonnemang/abonnemang-mikroproduktion/> [Hämtad 2026-09-02]

kompenstras både genom ersättning till producenten och genom reducerad nätavgift för mottagaren.

Eftersom nätnytttoersättningen och den del av nätkostnaden som avser nätförluster ligger i ungefär samma storleksordning kan en del av nätbolagets minskade intäkter vid en reducerad nätavgift samtidigt motverkas av att någon nätnytttoersättning inte betalas ut för den el som omfattas av energidelningen.

För el som matas in till nätet men inte delas inom energigemenskapen kan ordinarie inmatningstariff och nätnytttoersättning fortsatt tillämpas.

#### *Effektavgift*

Möjligheten att samordna deltagarnas effektuttag och därigenom minska den gemensamma effekttoppen ses som en central funktion i lokal energidelning, med stor potential att bidra till systemnytta (se kapitel 4). Om virtuell energidelning ska ges ekonomiska incitament för denna typ av samordning behöver avgiftsutformningen göra det möjligt för deltagare i virtuell energidelning att få ekonomisk nytta av att minska sitt samlade effektuttag.

För virtuell energidelning ligger deltagarnas anslutningspunkter kvar separat. Om avgiften enbart utgår från varje kunds individuella högsta effekttopp kan deltagarna därför ha svårt att tillgodogöra sig värdet av att gruppens samlade belastning på nätet minskar. Samtidigt kan en mer dynamisk effektavgift till individuella kunder resultera i ökade effekttoppar. En möjlig utgångspunkt är därför att avgiftsutformningen bör göra det möjligt att ta hänsyn till deltagarnas samlade nätutnyttjande.

För kompletterande nät beror behovet av en sådan kollektiv beräkning på hur anslutningarna till det koncessionspliktiga nätet är utformade. Om energigemenskapen endast har en gemensam anslutningspunkt syns sammanlagrings-effekten redan direkt i den uppmätta effekten. Om flera separata anslutningspunkter däremot finns kvar kan en kollektiv effektberäkning fortfarande vara relevant för energigemenskapen.

Hur detta kan utformas beror dock på framtida modellutformning för effektavgifter. En möjlig lösning skulle kunna vara att effektuttaget beräknas gemensamt för de anslutningspunkter som omfattas av energidelningen och faktureras till en samordnare, i stället för separat för varje kund. Detta skulle göra det möjligt för deltagarna att tillgodogöra sig värdet av att tillsammans minska den gemensamma effekttoppen. Effektavgiftens utformning i övrigt bör vara densamma som för andra elnätskunder. Vi ser därmed att Ei bör överväga kollektiva effektavgifter i sitt nya förslag för att ge bättre incitament och mer nytta till det lokala elnätet. Samtidigt kan effekter på nätägarnas och användarnas risk samt sammanlagringseffekter behöva analyseras med ett sådant förslag.

#### **10.4.3 Investeringsstöd för gemensamma flexibla resurser**

Ett annat ekonomiskt styrmedel, som kan vara relevant för både virtuell och fysisk energidelning, är stöd till gemensamma investeringar i flexibilitet och lokal energiproduktion. Dagens skattereduktion för grön teknik är i huvudsak utformad

utifrån den enskilda fysiska personen och dennes bostad<sup>59</sup>. Det väcker frågan om hur motsvarande ekonomiska stöd kan utformas för investeringar som görs gemensamt av flera hushåll inom en energigemenskap.

Det gäller framför allt batterilager, men motsvarande fråga kan vara relevant för exempelvis solcellsanläggningar, laddinfrastruktur, V2G-utrustning och styrsystem. Ett stöd som möjliggör kollektiva investeringar skulle kunna minska tröskeln för att bygga upp de flexibla resurser som analyserna i denna rapport visar är centrala för energigemenskapers potentiella systemnytta.

Ett sådant stöd skiljer sig från reducerad skatt eller nätavgift genom att det riktas mot själva investeringen, och skulle därför kunna omfatta energigemenskaper oavsett om energidelningen genomförs virtuellt eller genom kompletterande nät.

#### 10.4.4 Hantering av moms och inkomstskatt

Utifrån ett medborgarperspektiv finns det några generella utmaningar kring effekterna av moms och inkomstskatt, för privatpersoner som är prosumenter, det vill säga som både producerar och konsumerar el. Motsvarande effekter kan också uppstå för privatpersoner som upplåter sitt batteri för energidelning.

Ett företag som både köper och säljer el, betalar in moms från försäljningen och gör avdrag för moms vid inköp. Så länge elpriset är detsamma vid inköp och försäljning så är även värdet detsamma för företaget. Som privatperson betalar du dock ett påslag på 25% moms vid inköp av el, men du får ingen kreditering av moms när du säljer el<sup>60</sup>.

Denna effekt uppstår vid försäljning av solel, vilket ger ytterligare ett incitament för egenanvändning – utöver energiskatt och energiavgift. Samma effekt uppstår vid inköp av el för att ladda ett batteri om man senare laddar ur batteriet och säljer elen till elnätet.

Samma effekt uppstår sannolikt också vid försäljning via energidelning i ett virtuellt nät, men inte vid energidelning i ett eget nät – eftersom den elen inte mäts officiellt. Vid energidelning ska det enligt regeringens proposition även vara möjligt att ta betalt på annat sätt än för varje transaktion. Man kan till exempel tänka sig att flera privatpersoner äger en solcellsanläggning och ett batterilager gemensamt och sedan nyttjar dessa fritt utan intern debitering.

<sup>59</sup> "Grön teknik, installation", Skatteverket, 2026, <https://www4.skatteverket.se/rattsligvagledning/edition/2026.6/420580.html> [Hämtad 2026-08-25]

<sup>60</sup> "Beskattningskonsekvenser för den som har en solcellsanläggning på sin villa eller fritidshus som är privatbostad", Skatteverket, 2 juli 2021, <https://www4.skatteverket.se/rattsligvagledning/394019.html?date=2021-07-02> [Hämtad 2026-08-02]

Intäkter från försäljning av el är också föremål för inkomstskatt. Även här kan det spela roll hur energidelningen hanteras. Intäkter som är knutna till en bostad är skattefria upp till 40 000 kronor per år<sup>61</sup>.

Vi har inte fördjupat oss närmare i hur dessa skatter skulle kunna utvecklas, men det bör analyseras vidare av Energimyndigheten om moms endast ska betalas för nettoinköp av el och inkomstskatt endast betalas vid en eventuell nettointäkt från elförsäljning efter att kostnader för inköp av el har dragits av.

## 10.5 ANALYS AV VILLKOR SÅ ATT NYTTORNA KAN REALISERAS

Under projektets gång har en central farhåga bland de aktörer vi pratat med varit att energidelning främst leder till ekonomiska fördelar för deltagarna genom exempelvis sammanlagring och förändrad avräkning, utan att användningen eller styrningen förändras på ett sätt som skapar motsvarande nytta för elsystemet. Det skulle innebära att de nyttor som identifierats i rapporten förblir potentiella, snarare än att de faktiskt realiserar. I sådana fall kan minskade skatteintäkter och intäkter för elnätsbolagen i förlängningen påverka övriga kunder negativt.

Ekonomiska incitament behöver kompletteras med villkor och styrmedel som ökar sannolikheten att de nyttor som identifierats i rapporten faktiskt realiserar. Vilka villkor som är relevanta beror både på vilken typ av nytta som eftersträvas och på hur energidelningen genomförs.

I detta avsnitt analyseras fyra möjliga verktyg: gemensamma kapacitetsvillkor, deltagande på lokala flexibilitetsmarknader, krav kopplade till beredskap och resiliens samt kvalificering av en ansvarig energidelningsaktör. Flera av verktygen kan vara relevanta för både virtuell energidelning och kompletterande nät, men deras funktion skiljer sig mellan delningsformerna.

### 10.5.1 Gemensamt kapacitetstak

För att nätägaren ska kunna förlita sig på att energidelning faktiskt bidrar till minskade effekttoppar kan flexibla avtal med villkor vara ett möjligt verktyg. Till skillnad från den avgiftsmodell som diskuterades i avsnitt 9.1, där kunden främst möter ett ekonomiskt incitament, innebär ett avtal med villkor att en överenskommen kapacitetsgräns faktiskt måste följas.

För energidelning skulle detta kunna utvecklas genom att flera anslutningspunkter omfattas av ett gemensamt kapacitetstak. Energigemenskapen skulle då åta sig att hålla gruppens sammanlagda uttag och/eller inmatning under en överenskommen nivå under vissa perioder. Hur detta uppnås – genom exempelvis batterilager, styrning av elanvändning eller lokal produktion – kan lämnas till deltagarna själva.

Ett sådant upplägg skulle ge nätägaren en mer förutsägbar och verifierbar effekt av energigemenskapens flexibilitet, eftersom kapacitetsbegränsningen inte enbart

<sup>61</sup> "Mikroproduktion av förnybar el – privatbostad", Skatteverket, 2026, <https://www.skatteverket.se/privat/fastigheterochbostad/inkomsterfranbostad/mikroproduktionavfornybarelprivatbostad.4.12815e4f14a62bc048f41a7.html> [Hämtad 2026-08-02]

bygger på ett ekonomiskt incitament utan på ett avtalsvillkor som måste uppfyllas. Detta skulle bli lite som att kunderna gemensamt säkrar ner vilket kan skapa en ekonomisk nytta för nätägaren. Samtidigt behöver avtalet komma upp i en relevant volym för att det ska vara av intresse för nätägaren att teckna avtalet.

### 10.5.2 Erbjuder flexibilitet till nätägaren

Ett annat sätt att säkerställa faktisk nytta för nätägaren är att energigemenskapen åtar sig att göra en viss flexibilitetsvolym tillgänglig för den lokala nätägaren att köpa vid behov. I de fall då det finns en lokal flexibilitetsmarknad på plats skulle nyttan i stället ligga i att öka likviditeten på marknaden genom att lägga bud om på marknaden när den har behov av det. I de fall en lokal flexibilitetsmarknad inte finns skulle ett flexibelt avtal kunna upprättas mellan energigemenskapen och nätägaren för att kunna få tillgång till att köpa flexibilitet.

De flesta lokala marknader har redan avtal för detta – tillgänglighetsavtal, Long Flex eller enligt nya standarden för produkter på lokala flexibilitetsmarknader LFM-p. Dessa avtal innebär att kunder får betalt för att göra sin resurs tillgänglig för marknaden under en längre period och får betalt för varje avtalad timme oavsett om flexibiliteten avropas eller inte. Om den sedan skulle avropas betalar nätägaren ytterligare ersättning för aktiveringen av flexibiliteten.

På Effekthandel Väst anges exempelvis att en flexibilitetsresurs på 1 MW med hög tillgänglighet och god leveransförmåga under säsongen 2025/2026 kunde generera omkring 180 000–250 000 kronor i tillgänglighetsersättning<sup>62</sup>. Ska flexibilitet i stället bara säljas till nätägaren enskilda timmar via ett avtal har genomsnittskostnaden för aktiveringsersättning på marknaderna historiskt varit 3000 kr/MWh<sup>63</sup>.

Viktigt att notera är att på marknaderna behöver den tillgängliga flexibiliteten uppgå till minst 0,1 MW för att kunna budas in på marknaden. I de modellerade fallen i denna rapport motsvarar de stationära batterierna, beroende på antaget C-tal (mellan 0,125 och 1) och nätstation, en maximal effekt på cirka 0,07–2,84 MW. Detta är dock en teoretisk maximal effekt. Eftersom batterierna är fördelade mellan olika kunder och har olika laddningsnivåer vid olika tidpunkter kan hela effekten inte förutsättas vara kontinuerligt tillgänglig. Modelleringen antar dessutom att samtliga kunder har batterier, vilket sannolikt överskattar den flexibilitetsvolym som skulle finnas tillgänglig i en verklig energigemenskap.

I vår andra modellering var batterimängden kopplad till elbilar som kan användas för V2G. I de modellerade V2G-scenarierna motsvarar den sammanlagda maximala ladd- och urladdningseffekten cirka 0,13–0,91 MW vid 30 % deltagande och cirka 0,42–2,79 MW vid fullt deltagande, med ett antaget C-tal på cirka 0,37.

<sup>62</sup> "Produkter på Effekthandel Väst", Göteborg Energi Nät, (u.d.), <https://www.goteborgenergi.se/foretag/elnat/produkter-pa-effekthandel-vast> [Hämtad 2026-08-25]

<sup>63</sup> Power Circle, *FlexAbility – Potential, värde och målkonflikter för flexibilitetsresurser. Delrapport 2: Utveckling av marknader och verktyg för flexibilitet* (2025), [https://powercircle.org/flexability\\_delrapport\\_2.pdf](https://powercircle.org/flexability_delrapport_2.pdf)

Även här beror den faktiskt tillgängliga flexibiliteten på bland annat hur många fordon som är anslutna och deras aktuella laddningsnivå.

Ett villkor bör därför inte enbart ange installerad batterikapacitet eller teoretisk maximal effekt, utan vilken flexibilitetsvolym som faktiskt är tillgänglig, under vilka tider och med vilken uthållighet. Ett avtal skulle exempelvis kunna ange en minsta tillgänglig effekt och under vilka förutsättningar som denna flexibilitet kan avropas av nätägaren. För deltagande på lokala flexibilitetsmarknader är detta redan tydligt uppstyrt utifrån marknadernas regler, men samtidigt kommer energigemenskapen då också att upphandlas i konkurrens med andra och det är inte säkert att de blir upphandlade varje säsong. Med ett eget avtal med nätägaren skulle det därför på ett sätt finnas en större långsiktighet, samtidigt som det kan vara mer osäkert hur avtalet skulle komma att utformas.

Sammanfattningsvis skulle lokala nätägare kunna få tillgång till mer flexibilitet både där det finns och inte finns lokala marknader. Likviditeten på lokala flexibilitetsmarknader är en återkommande utmaning för nätägarna då det finns för få aktörer eller för liten tillgänglig flexibilitetsvolym för att nätägaren ska kunna köpa den flexibilitet som efterfrågas<sup>64</sup>. Energidelning har därmed potential att ge nyttor till samtliga nätägare, på olika sätt beroende på var de befinner sig.

### 10.5.3 Ökad beredskap och resiliens

Ett annat sätt att säkerställa att energigemenskaper bidrar med nyttor som realiserats är att koppla ekonomiska incitament eller andra villkor till samhällets och elnätens behov av beredskap och resiliens. Som diskuterats i kapitel 3 och 8 kan lokal produktion, energilager och flexibel styrning bidra till en stärkt lokal leveranssäkerhet. Förmågor som att exempelvis bidra till ö-drift uppstår dock inte automatiskt genom att dessa resurser finns på plats, utan kan kräva ytterligare investeringar i teknik, styrning och nätlösningar.

En möjlig förmåga skulle vara att en energigemenskap vid ett strömavbrott kan upprätthålla försörjningen av hela eller delar av sin elanvändning under en viss tid. I mer långtgående fall skulle resurserna kunna vara förberedda för att ingå i lokal ö-drift i hela eller delar av lokalnätet. Ett sådant åtagande bör uttryckas som en verifierbar förmåga, exempelvis vilken effekt som kan tillhandahållas, under hur lång tid eller vilken prioriterad elanvändning som kan försörjas. Förmågan behöver också planeras och verifieras tillsammans med nätägaren eller andra lokala beredskapsintressen. I de fall förmågan är så stor att nätägarnas krav på redundans kan sänkas finns möjlighet till större kostnadsbesparingar.

Energigemenskapens resurser skulle också kunna bidra till nätägarens beredskap utan att gemenskapen kan drivas helt i ö-drift. Flexibla resurser skulle exempelvis kunna vara avtalsmässigt tillgängliga vid störningar eller andra ansträngda driftsituationer. Om resurserna därigenom skapar ett värde för nätägaren skulle denna förmåga kunna ersättas genom särskilda villkor i nätavtal eller nätavgifter.

<sup>64</sup> Ibid.

En ökad lokal beredskapsförmåga kan samtidigt skapa en bredare samhällsnytta som inte enbart tillfaller nätägaren eller deltagarna i energigemenskapen. Om staten vill stimulera uppbyggnaden av decentraliserade resurser med verifierad beredskapsförmåga skulle därför även ett statligt ekonomiskt incitament kunna övervägas. Samtidigt krävs en verifierbar förmåga som är lätt att följa upp, här skulle installerad batterikapacitet i relation till årsförbrukning vara ett sådant förenklat men mätbart mått som tillsammans med något mer kvalitativt skulle kunna bidra till att säkerställa bättre beredskap lokalt.

#### 10.5.4 Kvalificerad ansvarig energidelningsaktör

En annan återkommande fråga i projektet är nätägarens möjlighet att känna tillit till att en energigemenskap har den kompetens och långsiktighet som krävs för de åtaganden den tar på sig. För virtuell delning har det handlat om ifall de har den styrning och kompetens som krävs för att hålla sig under en avtalad effektnivå. För kompletterande nät handlar det även om tilliten till hur nätet byggs, förvaltas och underhålls över tid, samt vilken aktör som bär det långsiktiga ansvaret.

Ett möjligt verktyg skulle därför kunna vara någon form av kvalificering av den aktör som ansvarar för energidelningen. En certifierad energidelningsaktör skulle exempelvis kunna behöva uppfylla krav på teknisk kompetens, ansvarsfördelning och efterlevnad av avtalade villkor. Samtidigt behöver denna roll rymmas inom ramen för lagstiftningen där stora och kommersiella aktörer har restriktioner.

För kompletterande nät skulle kraven även kunna omfatta ansvar för den fysiska infrastrukturen, exempelvis drift, underhåll, elsäkerhet och dokumentation. Det skulle också kunna behöva finnas en tydlig plan för hur ansvaret hanteras om energigemenskapen eller den ansvariga aktören upphör eller förändras. Det skulle även kunna finnas krav på att nätlösningen planeras i dialog med nätägaren. På så sätt skulle en certifiering kunna minska risken för att nätägaren i framtiden behöver överta en infrastruktur som inte är byggd eller dokumenterad enligt tillräckliga krav.

Samtidigt behöver ett sådant system utformas med försiktighet. Ett centralt syfte med EU:s regler om energigemenskaper och energidelning är att möjliggöra deltagande för medborgare och lokala aktörer utan oproportionerliga administrativa och regulatoriska hinder. Om certifiering skulle bli ett generellt krav för att få delta i energidelning finns därför en risk att tröskeln blir så hög att mindre och medborgardrivna initiativ försvåras. En möjlig utgångspunkt är därför att kraven görs proportionerliga till vilket ansvar aktören tar på sig och vilka särskilda funktioner eller förmåner som efterfrågas.

#### 10.6 FÖRSLAG PÅ POLICYUTVECKLING FÖR ATT FRIGÖRA NYTTORNA

Analyserna i rapporten visar att energidelning kan skapa förutsättningar för ökad lokal samordning, mer flexibilitet och ett effektivare nätutnyttjande. Nyttorna uppstår dock inte automatiskt genom att el delas, utan beror på hur produktion, användning och flexibla resurser styrs. Rapporten föreslår därför att en policyutveckling bör utredas, som både skapar ekonomiska incitament för lokal

samordning och säkerställer att incitamenten så långt som möjligt styr mot faktisk nytta för elsystemet på ett teknik- och aktörsneutralt sätt.

De policyförslag som diskuteras i detta kapitel innebär avvägningar mellan olika aktörers intressen och mellan incitament, kostnadsfördelning och systemnytta. Referensgruppen har bidragit med olika perspektiv på dessa frågor och står inte enig bakom samtliga av rapportens bedömningar och förslag.

#### 10.6.1 Policyförslag angående skatten på el

Efter att de nya reglerna om virtuell energidelning införs 1 januari 2027 kvarstår energiskatten, även när den delade elen produceras och används lokalt. Detta innebär andra ekonomiska förutsättningar än för el som används inom ett eget eller kompletterande nät. Samtidigt har energiskatten både en offentligfinansiell betydelse och en styrande funktion. Om man vill se över energiskatten föreslår vi att närmare utreda en modell med reducerad energiskatt för lokal virtuell energidelning, med följande utgångspunkter:

- Energiskatten reduceras för lokal virtuell energidelning och reduktionens storlek differentieras utifrån energidelningens geografiska omfattning, enligt modellen i avsnitt 10.4.1. En större reduktion kan motiveras när produktion och användning sker inom ett mycket begränsat geografiskt område, som exempelvis under en nätstation.
- Skattereduktionen bör kombineras med krav på en viss förmåga i syfte att samtidigt bidra till uppbyggnaden av decentraliserade resurser för flexibilitet och beredskap. Kravet skulle exempelvis kunna uttryckas som installerad batterikapacitet i relation till årlig energianvändning eller en förmåga till ö-drift eller att upprätthålla försörjningen av el en viss tid.
- Energimyndigheten bör utreda lämpliga nivåer och den närmare utformningen av reduktionen och flexibilitets-/beredskapskravet, samt analysera konsekvenserna för statens skatteintäkter, samhällsnyttan och konkurrensneutraliteten på elmarknaden.

#### 10.6.2 Policyförslag angående nätavgifter

För att skapa ekonomiska incitament för lokal energidelning, samtidigt som ytterligare lättnader kan kopplas till verifierbar nytta för elnätet, föreslås att Energimarknadsinspektionen möjliggör följande:

- I utformandet av de nya elnätsavgifterna bör det finnas möjlighet till en kollektiv effektagift för energidelning, där kunder kan tillgodogöra sig värdet av ett lägre samlat effekttagg eller en lägre samlad inmatning, i stället för att effektagiften enbart beräknas individuellt för varje anslutningspunkt. Detta ger ett ekonomiskt incitament till kollektiv styrning, men innebär inte i sig någon garanti för att kunderna gemensamt faktiskt reducerar belastningen vid de tidpunkter då nätet är ansträngt. Detta kan nyttjas både vid virtuell och fysisk energidelning, och möjligtvis även av en aggregator som väljer att gruppera lokala kunder.

- Den del av elnätsavgiften som avser nätförluster bör reduceras när lokal virtuell energidelning faktiskt innebär att nätägaren får lägre sådana kostnader, enligt resonemanget i avsnitt 10.4.2. Reduktionen bör endast avse kostnader som faktiskt undviks; fasta och kundspecifika kostnader skulle kvarstå. Reduktionen bör även samordnas med ersättning för nätnytta så att den samlade ekonomiska effekten för nätägare och deltagare beaktas.

Utöver dessa grundläggande avgiftsanpassningar bör nätägaren kunna erbjuda **ytterligare förmåner** i utbyte mot avtalade och verifierbara åtaganden som ger nätägaren en större säkerhet om energigemenskapens nätpåverkan. Exempel på sådana upplägg som Energimarknadsinspektionen föreslås utreda är:

- **Där lokal kapacitetsbrist finns:** nätägaren kan upprätta ett avtal med en energigemenskap eller aggregator om att hålla sig under ett gemensamt kapacitetstak under ansträngda perioder vintertid mot en reducerad nätavgift. Detta innebär att motparten då åtar sig att hålla kundernas sammanlagda uttag och/eller sin inmatning under en avtalad nivå vilket skulle ge nätägaren en garanti att de effektkapningar som potentiellt finns realiserar och att frigjord nätkapacitet kan ges till en annan kund.
- **Där mer solenergi inte får plats:** nätägaren kan upprätta ett avtal med en energigemenskap eller aggregator om att hålla sig under ett gemensamt kapacitetstak sommartid mot möjligheten att installera mer solenergi än vad som annars varit möjligt för det befintliga elnätet och eventuellt även en reducerad nätavgift. Detta skulle kunna ge nätägaren den trygghet de behöver att säkerställa ett driftsäkert elnät även med mer sol.
- **Där lokal flexibilitetsmarknad saknas:** nätägaren kan upprätta ett avtal med en energigemenskap eller aggregator om att tillgängliggöra explicit flexibilitet för nätägarens behov mot en ersättning eller en reducerad nätkostnad. Denna flexibilitet behöver då avropas av nätägaren utifrån behov. Vilken förmån som ges kan bero på vilken typ av aktör eller energidelning som används – virtuellt eller kompletterande nät. Kravet i avtalet bör avse faktisk tillgänglig effekt och uthållighet.
- **Där en lokal flexibilitetsmarknad finns:** nätägaren kan uppmuntra en energigemenskap att liksom en aggregator delta i upphandlingar om tillgänglighetsavtal vilket kan generera intäkter till kunderna. För att verkligen säkerställa nytta skulle nätägaren i områden med låg likviditet även kunna upprätta ett avtal med en energigemenskap, kund eller aggregator om att de ska tillgängliggöra en viss flexibilitetsvolym och buda på marknaden över en längre tid mot en reducerad nätavgift.
- **Där nätägaren identifierar behov av resurser vid störningar i elsystemet:** nätägaren kan upprätta ett avtal om att en energigemenskap, kund eller aggregator ska hålla flexibla resurser tillgängliga vid störningar eller kunna upprätthålla lokal elförsörjning under en viss avtalad tid.

Ett exempel på hur mätning, beräkning och informationsöverföring vid lokal virtuell energidelning skulle kunna hanteras redovisas i Bilaga C.

### 10.6.3 Policyförslag angående investeringsstöd för gemensamma energiresurser

Rapportens analyser visar att tillgången till flexibla resurser är central för att energidelning ska kunna bidra till minskade effektoppar, ökad lokal användning av sol och andra nyttor för elsystemet. Samtidigt är befintliga stöd i stor utsträckning utformade för investeringar som görs av enskilda hushåll.

Därför föreslås att:

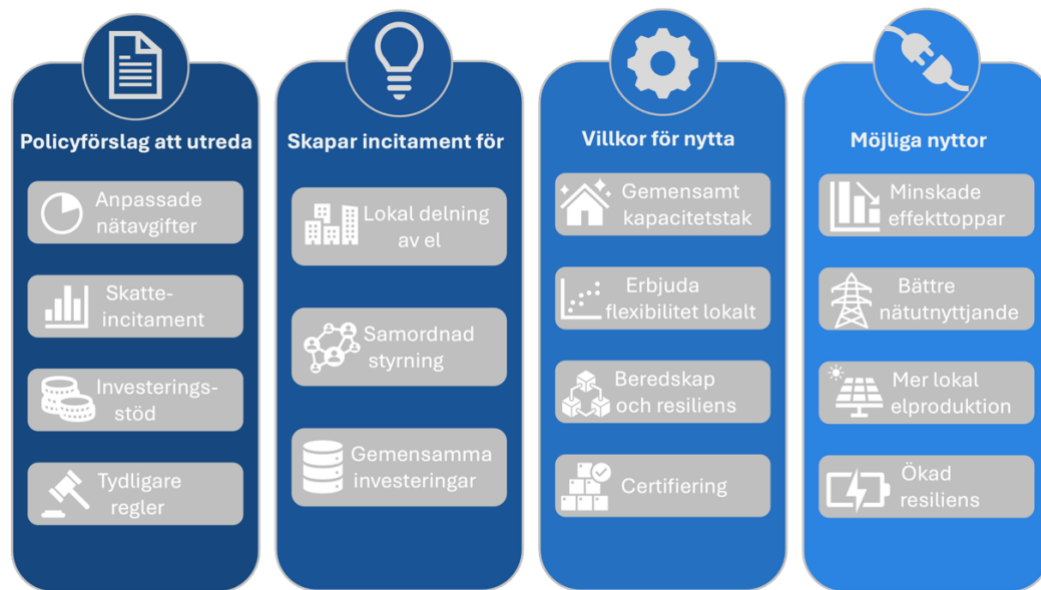
- investeringsstöd utvecklas så att även gemensamt ägda eller gemensamt använda resurser kan omfattas, exempelvis batterilager, V2G-utrustning, laddinfrastruktur samt styr- och kommunikationssystem,
- stödet ska kunna användas oberoende av om energidelningen sker virtuellt eller genom kompletterande nät och riktas mot de resurser som möjliggör flexibilitet och lokal samordning.

### 10.6.4 Policyförslag för tydligare rättsliga förutsättningar för energigemenskaper och lokala nät

Rapportens intervjuer visar att flera energidelningsinitiativ präglas av regulatorisk osäkerhet. Det gäller både hur olika former av lokala nät ska bedömas och hur initiativen ska klassificeras juridiskt och organisatoriskt. Avsaknaden av en tydlig svensk definition av energigemenskaper bidrar till att det kan vara svårt att avgöra vilka regler, stöd och incitament som är tillämpliga.

Därför föreslås att:

- en tydligare svensk rättslig definition och inramning av energigemenskaper tas fram, med hänsyn till de olika former av lokala energisamarbeten som förekommer i praktiken. Detta så att det blir möjligt att avgöra vilka initiativ som omfattas av olika regler och stöd,
- IKN-regelverket ses över med särskilt fokus på lokal energidelning över fastighetsgränser, så att det blir tydligare när kompletterande nät och andra lokala nätlösningar omfattas av undantag från kravet på nätkoncession,
- förutsättningarna för befintliga lokala nätlösningar, exempelvis samfällighetsägda nät, tydliggörs,
- nationell vägledning och typfall tas fram för vanliga upplägg, exempelvis energidelning mellan flera fastigheter, kompletterande nät och samfällighetsägda nät, så att initiativ inte behöver göra omfattande juridiska utredningar från fall till fall,
- Energimyndigheten utreder ifall någon form av certifiering av energidelning bör utvecklas och införas i Sverige.



**Figur 30.** En illustrerande bild av policyförslag att utreda, incitamenten dessa ger, vilka villkor som krävs och möjliga nyttor dessa kan generera

## 11 Risker, målkonflikter och hinder

Tidigare kapitel har gett en insikt i på vilka sätt energigemenskaper kan generera nytta, men genom workshoparna, enkät och inspel från referensgruppen har projektet även identifierat ett antal hinder, risker och målkonflikter. I workshoparna och enkäten framträdde särskilt tre typer av frågor: tekniska och systemmässiga risker, ansvars- och rollfrågor samt risker för suboptimering och målkonflikter. Diskussionerna i referensgruppen har därefter bidragit till att fördjupa flera av dessa frågor och presenteras nedan.

### 11.1 FRÅN TEORETISK FLEXIBILITET TILL FAKTISKT SYSTEMNYTTA

En central frågeställning är i vilken utsträckning en reducerad effekttopp eller ökad lokal egenanvändning faktiskt kan omsättas i nytta för elnätet. Modelleringen i kapitel 4 kvantifierar potentialen att minska det aggregerade effektutbytet, men en sådan minskning innebär inte automatiskt att motsvarande nätkapacitet frigörs. För att flexibiliteten ska skapa faktisk nät- eller kapacitetsnytta behöver den aktiveras vid rätt tidpunkt, på rätt plats, i rätt kvantitet och med tillräcklig tillförlitlighet.

Det innebär också att en så jämn belastningskurva som möjligt inte har något egenvärde. I ett elsystem med en växande andel variabel produktion kan behovet av flexibilitet variera kraftigt över tid. Det kan exempelvis vara ett begränsat antal timmar under året som är dimensionerande för en nätkomponent eller ett abonnemang mot överliggande nät. Att minska belastningen under andra timmar kan ha ett ekonomiskt värde för den enskilda kunden utan att skapa någon motsvarande nytta för elnätet. På motsvarande sätt kan det i vissa situationer vara önskvärt att öka elanvändningen, exempelvis när produktionen är hög och belastningen i nätet låg. Detta resonemang berör inte endast energigemenskaper utan blir också en central fråga när det kommer till utformandet av effektavgifter.

Hur stor del av den modellerade flexibilitetspotentialen som kan omsättas i faktisk kapacitetsnytta beror dessutom på elnätets lokala förutsättningar och topologi. I radiella nät, som ofta förekommer i glesbygd, finns färre alternativa matningsvägar och mindre möjlighet till omkoppling. Där kan lokala begränsningar i enskilda ledningsgrenar, spänningsvariationer eller skyddsinställningar göra att nätagaren inte fullt ut kan tillgodoräkna sig en reducerad effekttopp vid nätstationen som frigjord kapacitet. Även om flexibiliteten i modellen minskar den aggregerade toppen kan nätagaren behöva räkna med att styrningen misslyckas, att signaler inte når fram eller att flexibiliteten inte aktiveras tillräckligt snabbt. Vid risk för överbelastning eller att reläskydd löser ut kan kraven på responstid vara mycket höga, vilket gör kundnära flexibilitet svårare att använda som ersättning för nätkapacitet.

I mer maskade nätstrukturer finns ofta större redundans och fler möjligheter till omkoppling. Där kan en reducerad belastning på nätstations- eller lokalnätsnivå i större utsträckning vara möjlig att använda i drift och nätplanering. Den potentiella nyttan av kollektiv styrning kan därför vara högre i sådana nät, då

nyttan kan vara lättare att tillgodoräkna sig. Detta innebär att nättopologin inte främst påverkar om flexibilitetspotentialen finns, utan hur stor del av den som nätägaren kan använda som faktisk kapacitetsnytta.

En närliggande fråga är nätägarens möjlighet att lita på flexibiliteten på längre sikt. För att flexibilitet från energigemenskaper ska kunna omsättas i ekonomiska incitament krävs att nätägaren kan lita på leveransen och använda den för att hantera abonnemang mot överliggande nät, skjuta upp investeringar eller möjliggöra fler anslutningar. I annat fall finns potentialen i modellen, men den kan inte fullt ut realiseras i nätplaneringen. I praktiken kan tillgängligheten variera från en situation till en annan. En elbil kan exempelvis vara bortkopplad när behovet uppstår, ett batteri kan samtidigt användas på en annan marknad eller en kommunikations- eller styrfunktion kan falla. Om flexibiliteten ska kunna ersätta eller skjuta upp nätkapacitet behöver det därför finnas tillräcklig säkerhet för att den faktiskt kan levereras vid rätt tidpunkt, på rätt plats och i tillräcklig omfattning. Frågan blir särskilt viktig om kundägda flexibilitetsresurser ska användas som grund för att skjuta upp eller undvika nätinvesteringar. Nätföretaget behöver då kunna bedöma i vilken utsträckning de kan planera utifrån resurser som det inte själv äger eller har direkt rådighet över, samtidigt som ansvaret för nätets kapacitet och driftsäkerhet kvarstår hos nätföretaget.

Workshoparna lyfte även tekniska risker kopplade till ökad volatilitet med en större mängd aktiva prosumenter som samverkar utan tillräcklig styrning. Bland annat nämndes osäkerheter kring livslängd och tillförlitlighet hos flexibilitetsresurser som batterier, begränsningar i dagens drift- och SCADA-system när många typer av kundavtal och resurser ska hanteras samt möjliga elkvalitetsproblem vid en ökande mängd kraftelektronik. Dessa frågor blir särskilt relevanta om energigemenskapers flexibilitet på sikt ska användas som ett alternativ till traditionell nätkapacitet.

## 11.2 KONKURRERANDE STYRSIGNALER

Energigemenskapens möjlighet att styra deltagarnas flexibilitet påverkas samtidigt av att samma resurser kan möta flera andra ekonomiska styrsignaler. En flexibel resurs kan exempelvis användas för att reagera på spotpris, stödtjänstmarknader, effektbaserade nätavgifter eller lokala flexibilitetsmarknader. Dessa incitament sammanfaller inte nödvändigtvis med energigemenskapens gemensamma mål eller med det lokala elnätets behov.

Det kan därför uppstå målkonflikter kring hur flexibiliteten bör användas. En åtgärd som är ekonomiskt optimal för den enskilda kunden eller energigemenskapen behöver inte vara optimal ur nät- eller systemperspektiv. Den teoretiska potentialen för kollektiv styrning kan därmed inte betraktas som fullt tillgänglig för ett enskilt ändamål, utan beror även på hur energigemenskapens styrsignaler samspelar med övriga marknads- och prissignaler.

### 11.3 KOSTNADSFÖRDELNING OCH NYTTA FÖR KUNDKOLLEKTIVET

En annan central målkonflikt gäller vem som får nyttan och vem som bär kostnaden när särskilda ekonomiska förutsättningar skapas för energigemenskaper. Diskussionen har framför allt aktualiserats i relation till virtuell energidelning och frågan om hur dess ekonomiska villkor ska förhålla sig till energidelning via ett kompletterande nät. Vid ett kompletterande nät betalas inte nätavgift och energiskatt för den el som delas inom det egna nätet. För att inte göra kompletterande nät till det enda ekonomiskt attraktiva alternativet har därför även reducerade kostnader för virtuellt delad el diskuterats.

Eftersom nätverksamheten finansieras kollektivt uppstår samtidigt frågan om hur en sådan kostnadsminskning påverkar det övriga kundkollektivet. Om en kundgrupp betalar mindre utan att motsvarande kostnader försvinner ur systemet behöver dessa kostnader i slutändan bäras på annat sätt. Om exempelvis en kollektiv avgift eller reducerad nätavgift minskar nätföretagets intäkter utan att dess kostnader minskar i motsvarande grad finns därmed en risk att en större del av kostnaderna behöver bäras av övriga nätkunder. Detta aktualiserar också ett rättviseperspektiv. Energigemenskaper kan skapa möjligheter för fler kunder att delta i energiomställningen, exempelvis för dem som saknar möjlighet att investera i egen produktion. Samtidigt finns en risk att denna ambition motverkas om energigemenskaper främst används för att erhålla lägre avgifter eller skatter utan att motsvarande nytta skapas för energisystemet, eftersom kostnader då i större utsträckning kan behöva bäras av kunder som saknar möjlighet att delta.

Ett sätt att hantera denna risk skulle kunna vara att knyta reducerade kostnader för virtuell energidelning till den nätnytta som energigemenskapen faktiskt skapar. Samtidigt väcker detta en principiell fråga om likvärdig behandling mellan olika lösningar. Motsvarande krav på påvisad nätnytta ställs inte på samma sätt vid energidelning genom ett kompletterande nät, där nätavgift och energiskatt redan undviks för den lokalt delade elen. Inte heller en enskild kund som genom exempelvis batterilagring eller anpassning till en effektagift sänker sin nätkostnad behöver nödvändigtvis visa att åtgärden sammanfaller med nätets faktiska behov. Frågan blir därför inte enbart hur kostnadsöverbältring kan undvikas, utan också på vilka grunder olika former av energidelning och flexibilitet ska ges ekonomiska incitament och hur konsekvent dessa principer tillämpas mellan olika lösningar.

Här finns också en skillnad mellan nyttan för nätägaren och nyttan för kundkollektivet. En energigemenskap skulle exempelvis kunna bidra till att sänka nätägarens effektuttag och därmed kostnaden för abonnemang mot överliggande nät eller göra det möjligt att skjuta upp vissa investeringar. Sådana effekter kan skapa nytta för kundkollektivet som helhet. Samtidigt påverkar intäktsregleringen nätägarens ekonomiska incitament, eftersom investeringar i nätkapacitet under vissa förutsättningar ger kostnadstäckning inom regleringen. Den samhällsekonomiska nyttan av att undvika en nätinvestering behöver därför inte sammanfalla fullt ut med nätägarens företagsekonomiska incitament, vilket pekar på betydelsen av hur intäktsregleringen utformas för att skapa balanserade incitament mellan traditionell nätutbyggnad och alternativa lösningar.

Frågan blir därmed inte enbart om energigemenskaper kan minska en effekttopp, utan om denna minskning reducerar en faktisk kostnad i elsystemet och hur den kostnadsminskningen i så fall fördelas. Detta är en central fråga i utformningen av nätagifter generellt, och blir även viktig vid bedömningen av vilka ekonomiska incitament som bör ges till energigemenskaper och andra aktörer som kan bidra med flexibilitet.

#### 11.4 ANSVAR, RISK OCH FÖRÄNDRADE ROLLER

I workshoparna framträdde förtroendefrågor som en återkommande barriär. Deltagare som inte representerade elnätsföretag uttryckte i vissa fall en upplevelse av att nätägare inte alltid agerar utifrån ett bredare samhällsnyttoperspektiv, samt upplevelser av låg mognad och motstånd mot energigemenskaper.

Från nätägarnas sida lyftes i stället en oro för att förlora kontroll över delar av systemet och därmed få svårare att uppfylla sitt systemansvar. Det fanns också en osäkerhet kring hur DSO-ansvaret påverkas när energigemenskaper får en mer aktiv roll, liksom en oro för att behöva bära ansvar för lösningar och infrastruktur som nätägaren inte själv har utformat eller kontrollerar. Särskilt för kompletterande nät lyftes risken att nätägaren på längre sikt kan behöva ta över infrastruktur som inte har förvaltats eller byggts enligt nätägarens egna krav. Liknande svar framkom även i den efterföljande enkäten.

I workshoparna framkom också att energigemenskaper kan förändra ansvarsfördelningen, där vissa ansvarsområden flyttas från nätägare till energigemenskaper och enskilda kunder. Vid eget eller kompletterande nät får energigemenskapen ett större ansvar för lokal infrastruktur och hamnar därmed närmare en roll som i vissa avseenden liknar nätverksamhet. Detta väcker frågor om var gränsen går mellan energigemenskapens ansvar och det ansvar som fortsatt ska ligga på nätägaren.

Detta gäller exempelvis den riskförflyttning som kan uppstå i exemplet när nätutnyttjandet optimeras närmare kapacitetsgränserna. Elnätet dimensioneras i dag utifrån att alla kunder inte använder sin maximala möjliga effekt samtidigt. Nätägaren hanterar denna sammanlagring och bär samtidigt ansvaret för att nätet kan drivas säkert och med tillräcklig kapacitet. Om en energigemenskap i framtiden exempelvis ingår ett avtal om ett maximalt gemensamt effekttuttag förändras ansvarsfördelningen. Energigemenskapen behöver då säkerställa att den avtalade gränsen inte överskrids, vilket innebär att en större del av risken för styrning och samordning flyttas från nätägaren till deltagarna eller den aktör som styr gemenskapen.

Frågan om ansvarsfördelning kan även sättas i relation till den pågående diskussionen om strukturen på den svenska elnätsmarknaden. Regeringen konstaterar att Sverige ur ett europeiskt perspektiv har ett stort antal mindre elnätsföretag och har tillsatt en utredning som bland annat ska analysera om elnätsverksamheten bedrivs på ett effektivt och ändamålsenligt sätt samt hur en minskning och sammanslagning av mindre nätföretag skulle kunna genomföras

kostnadseffektivt. Utredningen ska redovisas november 2027<sup>65</sup>. Mot denna bakgrund blir det särskilt intressant att analysera energigemenskaper som får ansvar för eget eller kompletterande nät. Samtidigt som kraven på nätföretagen utvecklas mot mer avancerad styrning, digitalisering och ett tydligare DSO-ansvar, kan sådana energigemenskaper innebära att delar av nätansvaret i stället fördelas på många mindre aktörer med olika organisatoriska förutsättningar, teknisk mognad och digitaliseringsnivå.

Risikförskjutningen har även ett konsumentperspektiv. När elhandeln går från att ske på en marknad till att bli bilateral mellan kunder kan det uppstå frågor gällande inlåsnings, inflytande och ansvarsfördelning, särskilt om deltagarna har olika kunskap om elmarknaden eller olika möjligheter att påverka gemenskapens beslut. Även delar av det etablerade kundskyddet kan påverkas, exempelvis vad gäller uppsägningstid, ångerrätt, informationskrav och ansvar för elsäkerhet. Konsumentperspektivet är därför inte entydigt: energigemenskaper kan både stärka deltagarnas möjligheter att agera gemensamt och innebära att ansvar och risk flyttas närmare den enskilda kunden. Hur denna balans utvecklas beror i hög grad på hur gemenskaperna organiseras och regleras.

## 11.5 ENERGIGEMENSKAPER I EN SVENSK KONTEXT

Energigemenskapers syfte och potentiella nyttor behöver också förstås utifrån svenska förutsättningar. Som beskrivits i kapitel 2 har EU initiativ kring energigemenskaper bland annat syftat till att öka användningen av förnybar energi, stärka medborgarnas deltagande i energiomställningen och öka konsumenternas inflytande. Dessa ambitioner har dock utvecklats i en europeisk kontext där energisystem och elmarknader skiljer sig betydligt mellan medlemsstaterna.

Sverige har redan en hög andel fossilfri och förnybar elproduktion som kunder kan ta del av via en etablerad elmarknad. Exempelvis fördelen med ökad andel förnybar el i energisystemet är inte lika avgörande i en svensk kontext som i vissa andra länder, utan här måste andra nyttor i stället tillkomma för att energigemenskaper ska bidra även i svensk kontext – exempelvis genom en ökad andel flexibla resurser som är ett exempel i detta projekt.

<sup>65</sup> Dir. 2026/83, *Framtidens elnätsavgifter och indelning på två nivåer av elnäten i Sverige*, Klimat- och näringslivsdepartementet.

## 12 Slutsatser

**Den kanske viktigaste slutsatsen från projektet är att nyttan med energigemenskaper inte primärt ligger i att el kan bokföras som delad mellan två kunder. Nyttan uppstår när energidelningen blir en struktur för att samordna produktion, elanvändning, lagring och investeringar på en geografisk nivå där de kan möta ett konkret behov i elsystemet.**

Modelleringarna visar tydligt värdet av denna samordning. Samma mängd batterikapacitet ger betydligt större reduktion av nätstationens effekttopp när resurserna styrs mot områdets gemensamma belastning än när varje kund optimerar sitt batteri individuellt. Resultatet återkommer för såväl stationära batterier som bilar med V2G. Samtidigt visar analysen av effektagifter att individuellt rationell styrning kan ge motsatt effekt och skapa nya effekttoppar.

Detta innebär dock inte att energigemenskaper är en förutsättning för kollektiv styrning. Aggregatorer, lokala flexibilitetsmarknader, nätagifter och avtal kan i vissa fall fylla flera av samma funktioner. Energigemenskapens möjliga mervärde ligger snarare i att flera funktioner kan samlas: deltagare kan investera gemensamt, lokal produktion kan delas, flexibla resurser kan samordnas och de ekonomiska värdena från flera olika användningsområden kan kombineras.

Energigemenskaper bör därför inte ses som en universallösning eller som ett separat energisystem vid sidan av det etablerade elsystemet. De bör snarare ses som en möjlig mellanstruktur mellan enskilda kunder och elsystemets professionella aktörer, som kan göra det enklare att organisera och tillgängliggöra kundnära resurser. I vissa fall kan en sådan struktur skapa betydande nät- och systemnytta; i andra fall kan samma funktion lösas enklare genom en aggregator.

### 12.1 SAMORDNING ÄR VIKTIGARE ÄN ENERGIDELNINGEN I SIG

Projektets modellering visar att hur flexibiliteten styrs har stor betydelse för vilken nytta den skapar i elnätet. För stationära batterier reducerades de högsta effekttopparna med omkring 10–30 % vid kollektiv optimering, jämfört med 0–10 % vid individuell optimering. När batterivolymen byttes ut mot elbilar med V2G uppnåddes en reduktion på omkring 8–23 % vid kollektiv styrning, medan individuell styrning i vissa fall ökade den sammanlagda effekttoppen.

Resultaten visar därmed att individuell flexibilitet och systemnyttig flexibilitet inte är samma sak. En kund kan agera rationellt utifrån sin egen elräkning utan att bidra till att minska den dimensionerande effekttoppen i elnätet. När många automatiserade resurser reagerar på samma pris- eller marknadssignal kan de i stället skapa nya samtida toppar. Detta illustreras även av modelleringen av en idealiserad dynamisk effektagift, där kundernas kostnader minskade samtidigt som områdets samlade effekttopp ökade.

Resultaten bör samtidigt tolkas som en demonstration av potentialen i samordning snarare än som en garanti för motsvarande effektreduktion i verklig drift. Modelleringen utgår från god information om belastningen och möjlighet att styra

resurserna mot ett gemensamt mål. I praktiken påverkas utfallet bland annat av prognosfel, resursernas tillgänglighet och vilka andra pris- och styrsignaler de möter. Det centrala resultatet är därför att samordnad styrning av flexibilitetsresurser kan ge större nätnytta än individuell optimering, särskilt när styrningen riktas mot den nivå i nätet där behovet uppstår.

## **12.2 ENERGIGEMENSKAPER KAN BIDRA TILL ATT MER FLEXIBILITET BYGGS – INTE BARA TILL ATT BEFINTLIG FLEXIBILITET ANVÄNDS BÄTTRE**

Energigemenskaper och lokal energidelning kan både påverka hur flexibla resurser används, men också hur mycket flexibilitet som över huvud taget investeras i. Rapporten identifierar tre samverkande mekanismer: kollektiv styrning kan utnyttja befintliga resurser bättre, gemensamma investeringar kan ge skalfördelar och energidelningen kan skapa ytterligare ekonomiska värden som stärker investeringskalkylen för flexibla resurser och den styrning som krävs.

Kostnadsanalysen visar att större gemensamma installationer kan ge betydligt mer kapacitet per investerad krona. Med de kostnadsantaganden som använts i rapporten innebär större gemensamma investeringar omkring 30–86 % mer installerad solcellskapacitet och 100–220 % mer batterikapacitet jämfört med mindre individuella installationer. Detta förbättrar även miljöprestandan.

Genom energidelning adderas även ytterligare ett lager av värde till den service stackning som framför allt stationära batterier är beroende av. Det innebär att investeringar i batterier ofta behöver kombinera flera nyttor och intäktströmmar, såsom energi-arbitrage, stödtjänster, lokal flexibilitet, minskade effektkostnader och ökad egenanvändning för att bli lönsamma.

För fysisk energidelning i kompletterande nät undviks dessutom idag vissa avgifter vilket kan ge ett ytterligare värde till investeringar i lagring genom ökad kollektiv egenanvändning och lägre effektoppar. Pengar kan därmed i teorin läggas på mer investeringar i flexibla resurser eller styrning som ökar nyttan.

## **12.3 MER LOKAL SOLEL KAN MÖJLIGGÖRAS – MEN FLEXIBILITET OCH PRODUKTION MÅSTE UTVECKLAS TILLSAMMANS**

En annan tydlig nytta är möjligheten att hantera höga lokala produktionsflöden. I rapportens modellering skapade samordnad användning av batterier utrymme för omkring 40–55 % mer installerad solel i de studerade fallen, under de optimala förutsättningar som modellen antar.

Resultatet illustrerar ett viktigt samband: mer lokal förnybar produktion ökar samtidigt behovet av flexibilitet. Om produktionskapaciteten byggs ut utan att användning, lagring eller annan flexibilitet kan anpassas riskerar de lokala exporttopparna att bli dimensionerande för elnätet. Energidelning kan här skapa en struktur där produktion, efterfrågan och lagring utvecklas mer samordnat.

Nyttan ligger därmed inte nödvändigtvis i att maximera andelen lokalproducerad el, utan i att möjliggöra mer produktion utan att motsvarande maximala belastning behöver föras vidare till lokalnätet. Detta kan i sin tur bidra till att fler kunder kan

ansluta produktion till elnätet utan att nätförstärkning krävs, vilket kan bidra till att nätägaren uppfyller sin anslutningsplikt med ökad kundnöjdhet som följd.

#### **12.4 DAGENS REGELVERK STYR MOT KOMPLETTERANDE NÄT – MEN VIRTUELL ENERGIDELNING BÖR OCKSÅ KUNNA UTVECKLAS**

Projektet har analyserat energidelning genom kompletterande fysiska nät samt virtuell energidelning. Då elflöden i det ordinarie nätet bestäms av nätets elektriska egenskaper oberoende av hur energin avräknas ekonomiskt kan virtuell och fysisk delning ge liknande påverkan på de aggregerade flödena mot överliggande nät där samma resurser och styrning används.

Kompletterande nät kan däremot skapa särskilda värden där det finns begränsningar under nätstationen, där stora lokala produktionsflöden behöver hanteras eller där redundans, ö-drift och beredskap är centrala mål. De kräver samtidigt ny fysisk infrastruktur och kan innebära större frågor kring ansvar, förvaltning och långsiktighet.

Virtuell energidelning skulle principiellt kunna genomföras över befintligt nät utan behov av ett nytt kompletterande nät, men de praktiska och ekonomiska förutsättningarna ännu inte är fullt utvecklade. Samtidigt identifieras två barriärer i studien som gör att kompletterande nät ofta är huvudalternativet för dagens energigemenskaper. Det ena är skillnaden i ekonomiska incitament och det andra är nätägarnas tillit till förmågan att reducera effekttoppar.

#### **12.5 ENERGIGEMENSKAPER KOMPLETTERAR – SNARARE ÄN ERSÄTTER – AGGREGATORER, FLEXIBILITETSMARKNADER OCH NÄTAVTAL**

En viktig slutsats är att flera av de nätfunktioner som analyserats inte är unika för lokal energidelning. En aggregator kan samordna kundernas resurser, en flexibilitetsmarknad kan rikta dem mot ett specifikt nätbehov och en väl utformad nätagift kan ge ett grundläggande ekonomiskt incitament. Kombinationen av dessa verktyg kan därmed åstadkomma delar av den nätnytta som uppnåtts genom kollektiv optimering i rapportens modeller.

Energigemenskapens möjliga mervärde ligger i stället i kombinationen av funktioner. Den kan skapa en organisatorisk struktur för gemensamma, större och fler investeringar i flexibilitet, ge incitament till ökad kollektiv egenanvändning, bidra till sänkta effekttoppar, samordna flexibla resurser och öka kunskapen om energi hos kunderna. Medan en aggregator hanterar den tekniska styrningen och en flexibilitetsmarknad eller ett nätavtal kopplar resursernas användning till ett faktiskt behov i elnätet. Dessa lösningar bör därför inte främst betraktas som konkurrerande modeller.

Det är samtidigt avgörande att den aktör som styr resurserna möter rätt lokal signal. En aggregator som optimerar mot spotpris eller stödtjänster kommer inte automatiskt att minska en lokal nättopp. På samma sätt garanterar inte en energigemenskap att resurserna används för lokal nätnytta. För att kundernas och energigemenskapernas flexibilitet ska kunna bidra där den gör störst nytta behöver nätägaren därför kunna synliggöra sina lokala behov och omsätta dem i relevanta

pris-, styr- eller avtalssignaler. Nätägarens roll blir därmed inte bara att ta emot flexibilitet, utan de har också ett ansvar att skapa förutsättningar för att den ska kunna riktas mot rätt plats och tidpunkt i nätet.

## 12.6 INCITAMENT BÖR PREMIERA FAKTISK NYTTA – INTE BARA ENERGIDELNING

Rapportens resultat motiverar enligt vår bedömning inte ett generellt antagande om att varje lokalt delad kilowattimme skapar motsvarande samhälls- eller nätnytta. Lokal energidelning sker redan i fysisk mening när närliggande produktion och konsumtion sammanfaller i det befintliga elnätet. Ekonomiska incitament bör därför i första hand riktas mot den ytterligare nytta som samordnad styrning eller energidelning kan möjliggöra, exempelvis minskade effektoppar, tillgänglig lokal flexibilitet, ökad lokal produktion eller stärkt beredskap.

Samtidigt finns skillnader i dagens ekonomiska villkor mellan virtuell energidelning och energidelning bakom en gemensam anslutningspunkt eller i ett kompletterande nät. Frågan om förändrade skatter och nätavgifter är dock komplex. Rapporten pekar därför på behovet av att Energimyndigheten och Energimarknadsinspektionen utreder om, och i så fall under vilka förutsättningar, energiskatt respektive nätavgiften kan anpassas för mycket lokal virtuell energidelning, där produktion och användning sker inom ett begränsat nätområde och där det finns en faktisk kostnads- eller systemnytta. En sådan reduktion bör dock inte omfatta kostnader som fortfarande kvarstår för nätägaren och behöver utformas så att kostnader inte övervältras på andra kunder samtidigt som konsekvenserna av skattebortfallet och nätintäkter bör utredas.

En möjlig princip är att skilja mellan grundläggande ekonomiska incitament för lokal effekthushållning och ytterligare förmåner som kopplas till verifierbara åtaganden. En fråga för fortsatt utredning är om kollektiva effektagifter kan skapa incitament för samordning. Nätägaren skulle även kunna erbjuda särskilda villkor när en energigemenskap eller aggregator åtar sig att hålla ett gemensamt kapacitetstak, tillgängliggöra en viss flexibilitetsvolym eller bidra med resurser vid ansträngda driftsituationer. På så sätt kan potentiell flexibilitet omvandlas till en mer pålitlig och förutsägbar nytta för nätet.

Styrmedlen bör samtidigt vara så neutrala som möjligt mellan organisatoriska och tekniska lösningar. Om flera hushåll genom en gemensam investering kan tillhandahålla samma eller större flexibilitet till lägre kostnad bör stödssystem inte ensidigt gynna individuella investeringar. Det finns därför skäl att utreda om investeringsstöd bör kunna omfatta även gemensamt ägda eller använda batterier, laddare samt styr- och kommunikationssystem, oavsett om energidelningen sker virtuellt, via en aggregator eller genom ett kompletterande nät.

Slutligen krävs tydligare rättsliga och organisatoriska förutsättningar för att sådana incitament ska kunna användas i praktiken. Rapportens fall visar att osäkerhet kring bland annat energigemenskapens juridiska form, IKN-regelverket och ansvar för lokala nät kan skapa betydande trösklar. Tydligare definitioner, vägledning och typfall samt en översyn av reglerna för lokala och kompletterande nät skulle kunna minska behovet av projektspecifika juridiska processer.

Sammantaget identifierar rapporten ett antal områden för fortsatt policyutveckling där lokal energidelning möjliggörs och ges rimliga ekonomiska förutsättningar, men där större ekonomiska förmåner i ökande grad kopplas till den systemnytta som faktiskt kan verifieras. Det innebär en kombination av anpassade skatter och nätavgifter, flexibla nättal, stöd till gemensamma flexibla resurser och tydligare rättsliga spelregler. Samtidigt innebär flera av dessa frågor avvägningar mellan olika aktörsperspektiv och intressen vilket gör att referensgruppen inte står eniga bakom samtliga av rapportens bedömningar och slutsatser.

## 12.7 TENIKEN FINNS I STOR UTSTRÄCKNING – SPELREGLERNA AVGÖR OM DEN ANVÄNDS

Projektet har inte identifierat något enskilt tekniskt genombrott som måste ske för att energigemenskaper ska kunna börja skapa nytta. De centrala byggstenarna – batterier, V2G, automatiserad styrning, mätning och digitala plattformar – finns redan eller utvecklas snabbt. Den tekniska utmaningen ligger i stället i att få flera resurser, byggnader, aktörer och system att fungera tillsammans på ett kostnadseffektivt sätt.

Därför är interoperabilitet, standardisering och öppna gränssnitt centrala för att lokal energidelning ska kunna skalas upp. Många lösningar är idag utvecklade för enskilda fastigheter, resurser eller leverantörsekosystem. När flera byggnader och energiresurser ska samordnas behövs gemensamma kommunikationslösningar, standardiserade API och öppna protokoll. Energy Protocol, som finns publicerat öppet, är ett exempel på en teknisk riktning för att skapa kompatibilitet mellan energiresurser och lokala elnät. Utan detta finns risk för teknisk inlåsning, höga integrationskostnader och beroende av enskilda leverantörer.

Det finns också behov av bättre tillgång till mätdata, prognoser och maskinläsbara styrsignaler. För att en energigemenskap ska kunna agera som en samlad resurs behöver produktion, konsumtion och flexibilitet kunna följas på kollektiv nivå och pris- eller nätsignaler automatiskt omsättas i styrning. Det förutsätter att även nätägare och andra marknadsaktörer kan tillhandahålla sådana signaler, vilket gör kopplingen till fungerande marknadsmodeller och regelverk viktig.

Samtidigt visar intervjuerna att olika energigemenskaper behöver olika avancerade lösningar. I vissa fall kan relativt enkel laststyrning och effektbalansering vara tillräckligt, medan andra initiativ kräver områdesautomation, sektorkoppling eller mer avancerad styrning. Teknikvalet bör därför utgå från vilken konkret nytta som ska skapas, snarare än från ambitionen att maximera mängden teknik.

Digitaliseringen behöver också stödja förståelse, transparens och deltagande. Visualisering och användarvänliga gränssnitt kan vara viktiga både för deltagarnas engagemang och för samverkan med nätägare och andra aktörer. Framför allt finns ett stort behov av digitalisering, informationsutbyte, verifiering och ansvarsfördelning med nätägaren för att kunna skapa nytta lokalt i elnätet.

Sammantaget ligger det största utvecklingsbehovet därför inte i nya enskilda tekniker, utan i integration, standardisering och anpassning till faktiska behov. Den större osäkerheten ligger i hur tekniken ska kopplas till roller, affärsmodeller,

marknader och regelverk för att energigemenskaper ska kunna utvecklas från enskilda pilotprojekt till en skalbar del av elsystemet.

## 12.8 ENERGIGEMENSKAPER PÅ ETT TIO-ÅRSPERSPEKTIV

När enkätens respondenter ombads blicka tio år framåt handlade svaren framför allt om tydliga och långsiktiga regler, ekonomisk värdering av den nytta som skapas, tillförlitlig förvaltning, enklare processer och en tydligare målbild för energigemenskapers roll. Behovet av tekniska genombrott framträdde däremot inte som den centrala frågan.

Detta ligger väl i linje med projektets samlade resultat. Energigemenskapers framtida betydelse avgörs sannolikt mindre av om det finns batterier, elmätare eller styrsystem och mer av om dessa resurser kan organiseras på ett sätt som skapar ett tydligt värde både för deltagarna och för elsystemet.

På tio års sikt bör framgång därför inte främst mätas i hur många energigemenskaper som har bildats eller hur många kilowattimmar el som delas. Det mer relevanta måttet är om energigemenskaper och andra samordnande strukturer har bidragit till att kundernas produktion och flexibilitet kan användas mer effektivt, möjliggjort fler anslutningar och mer elektrifiering samt stärkt elsystemets kostnadseffektivitet och robusthet. I det perspektivet handlar nyttan inte bara om ett effektivare elnät, utan om att undvika de stora kostnader som kan uppstå när bristande nätkapacitet försenar elektrifieringen.

## 12.9 FRAMTIDA FORSKNING OCH UTREDNINGAR

Detta projekt har identifierat ett antal relevanta aspekter kopplat till utmaningar och nytta med energidelning för lokala elnät. Inom ramarna för detta projekt har alla inte kunnat utredas till fullo och därför föreslås följande områden som framtida forskningsprojekt eller utredningar:

- Fortsatt arbete behövs för att analysera hur ekonomiska incitament kan utformas så att de speglar den faktiska nät- och systemnyttan utan att kostnader övervältras på övriga nätkunder. Det behöver bland annat klargöras vilka kostnader som faktiskt kan undvikas genom lokal samordning, hur dessa kostnadsminskningar bör värderas och fördelas mellan nätföretag, deltagare och övriga kundkollektivet.
- Genomföra fältstudier för att undersöka nyttan av energidelning vid konkreta nätbegränsningar. Syftet bör vara att verifiera vilken effektreduktion och nätnytta som faktiskt kan uppnås i drift, med hänsyn till bland annat nättopologi, prognosfel, resursers faktiska tillgänglighet, styrbarhet och leveranssäkerhet.
- Det bör studeras på vilken nivå i elnätet flexibiliteten bör samordnas och optimeras. Projektets modellering har huvudsakligen utgått från nätstationsnivå, medan det återstår att undersöka vilken nytta som kan uppstå högre upp i nätet och om samordning mellan flera energigemenskaper eller nätstationer kan ge större systemnytta.

- Fortsatta studier behövs kring vilka krav som måste vara uppfyllda för att nätföretag ska kunna förlita sig på kundägda flexibla resurser i drift och nätplanering. Det omfattar bland annat vem som bär ansvaret för att ett gemensamt kapacitetstak hålls, hur risken hanteras vid störd leverans eller en resurs används på en annan marknad, samt hur leveransen ska mätas och verifieras. Vidare behöver lämpliga avtalsformer, konsekvenser vid utebliven leverans och behov av reservlösningar utredas.
- Energigemenskapers verkliga möjlighet att bidra till resiliens, beredskap och ö-drift bör analyseras vidare. Projektet har identifierat sådana nyttor kvalitativt men inte kunnat kvantifiera dem. Fortsatta studier bör bland annat undersöka vilka tekniska förmågor och investeringar som krävs och vilket värde dessa kan skapa för energigemenskapen, nätägaren och samhället.
- Samspelet mellan energigemenskaper och aggregatorer kan också undersökas vidare. I vilken utsträckning har dessa båda överlappande drivkrafter, incitament och resultat och hur kompletterar de varandra för att både mobilisera och styra distribuerade energiresurser. Det behöver analyseras hur ansvar, data och ekonomiska värden kan fördelas, samt om kombinationen skapar större nytta än respektive funktion var för sig.

## 13 Referenslista

AFRY, *Elektrifiering utan elnät? Samhällsekonomiska konsekvenser av försenade elnätsinvesteringar* (2023). [https://afry.com/sites/default/files/2023-11/samhallsekonomiska-konsekvenser-av-forsenade-natinvesteringar\\_v200.pdf](https://afry.com/sites/default/files/2023-11/samhallsekonomiska-konsekvenser-av-forsenade-natinvesteringar_v200.pdf).

Bet. 2023/24:NU14 *Energipolitikens långsiktiga inriktning*, Näringsutskottet.

Boverket, "Direktiv för byggnaders energiprestanda", 28 augusti 2026, <https://www.boverket.se/sv/byggande/uppdrag/direktiv-for-byggnaders-energi-prestanda/> [Hämtad 2026-08-17]

Dir. 2026:83, *Framtidens elnätsavgifter och indelning på två nivåer av elnäten i Sverige*, Klimat- och näringslivsdepartementet.

E.ON, "Ersättning och avgifter för att producera egen el", 11 juni 2026, <https://www.eon.se/el/elnat/salja-el> [Hämtad 2026-09-02]

EIFS 2022:1 *Energimarknadsinspektionens föreskrifter och allmänna råd för utformning av nättariffer för ett effektivt utnyttjande av elnätet*, Energimarknadsinspektionen

Ellevio, "Abonnemang för elproduktion", 6 juli 2026, <https://www.ellevio.se/abonnemang/abonnemang-mikroproduktion/> [Hämtad 2026-09-02]

Ellevio, "Ersättning för inmatad el vid produktionsanläggningar anslutna till lokalnät. Nätpisområde VÄSTRA SVEALAND-VÄSTERGÖTLAND", 1 januari 2026, [https://www.ellevio.se/globalassets/content/priserabonnemang-pdf/2026/produktion/proders\\_sv\\_2026.pdf](https://www.ellevio.se/globalassets/content/priserabonnemang-pdf/2026/produktion/proders_sv_2026.pdf) [Hämtad 2026-09-02]

Ellevio, "Ersättning för inmatad el vid produktionsanläggningar anslutna till lokalnät. Nätpisområde STOCKHOLM, Vallentuna och Nynäshamn", 1 januari 2026,

[https://www.ellevio.se/globalassets/content/priserabonnemang-pdf/2026/produktion/proders\\_st\\_2026.pdf](https://www.ellevio.se/globalassets/content/priserabonnemang-pdf/2026/produktion/proders_st_2026.pdf) [Hämtad 2026-09-02]

Ellevio, "Ellevios sju inspel till energipolitiska propositionen", 16 oktober 2023, [https://www.ellevio.se/nyheter/ellevio\\_tycker/ellevios-sju-inspel-till-energipolitiska-propositionen/](https://www.ellevio.se/nyheter/ellevio_tycker/ellevios-sju-inspel-till-energipolitiska-propositionen/) [Hämtad 2025-11-26]

Ellevio, "Vad menas med gemensam el?", u.d., <https://www.ellevio.se/el-i-flerbostadshus/vad-menas-med-gemensamhetsel/> [Hämtad 2026-08-24]

Energiforsk, *Konkurrensen om efterfrågefleksibilitet* (2026), <https://energiforsk.se/media/ekidwqbp/2026-1197-konkurrensen-om-efterfra-gefleksibilitet-delrapport-simuleringsstudie-olika-effektavgifter.pdf>

Energiforsk, "Så kan effektavgifter påverka hushåll och elnät", 11 juni 2026, <https://energiforsk.se/nyheter/sa-kan-effektavgifter-paverka-hushall-och-elnat/> [Hämtad 2026-08-28]

Energiföretagen, "Solceller och solenergi", 14 november 2023, <https://www.energiforetagen.se/energifakta/elsystemet/produktion/solceller/> [Hämtad: 2026-08-17]

Energimarknadsinspektionen, *Flexläget 2026* (2026), <https://ei.se/download/18.2dffe41819d04823878f04/1774000898011/Flexl%C3%A4get-2026-Ei-PM2026-02.pdf>

Energimarknadsinspektionen, "Ei upphäver föreskrifterna om utformning av nättariffer", 17 juni 2026, <https://ei.se/om-oss/nyheter/2026/2026-06-17-ei-upphaver-foreskrifterna-om-utformning-av-nattariffer> [Hämtad 2026-08-21]

Energimarknadsinspektionen, "Lokala flexibilitetsmarknader", 14 november 2025, <https://ei.se/bransch/fleksibilitet-i-elsystemet/effektiva-marknader/lokala-fleksibilitetsmarknader> [Hämtad 2026-08-31]

Energimarknadsinspektionen, *Energidelning och andra nyheter till följd av ändringar i EU:s elmarknadslagstiftning*, Ei R2025:01 (2025),  
<https://ei.se/download/18.7d378150193deb65c61181ab/1737382889404/En-effektiv-bek%C3%A4mpning-av-marknadsmisbruk-p%C3%A5-grossistmarknaderna-f%C3%B6r-energi-Ei-R2025-02.pdf>

Energimarknadsinspektionen, "Flexibilitet i elsystemet", 22 januari 2025,  
<https://ei.se/bransch/flexibilitet-i-elsystemet> [Hämtad 2026-07-06]

Energimarknadsinspektionen, *Ren energi inom EU: Ett genomförande av fem rättsakter*, Ei R2020:02 (2020),  
<https://ei.se/download/18.1e4309991774c3fe50b83bf1/1613135492591/Ren-energi-inom-EU-Ett-genomf%C3%B6rande-av-fem-r%C3%A4ttsakter-Ei-R2020-02.pdf>

Energimarknadsinspektionen, *Ren energipaketet: En sammanfattning av nya och ändrade bestämmelser i elmarknadsförordningen och elmarknadsdirektivet* (2017),  
<https://ei.se/download/18.46061409177d7ef93036507a/1616143690441/Sammanfattning-best%C3%A4mmelser-i-direktiv-och-f%C3%B6rordning.pdf>.

Energimyndigheten, "Frågor och svar om energigemenskaper", 19 januari 2026,  
<https://www.energimyndigheten.se/energisystem-och-analys/energisystem-och-analys/energigemenskaper-en-viktig-del-av-framtidens-energisystem/fragor-och-svar-om-energigemenskaper/>  
 [Hämtad 2026-09-03]

Energimyndigheten, "Nya insikter banar väg för framtidens energigemenskaper", 26 januari 2026,  
<https://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2026/nya-insikter-banar-vag-for-framtidens-energigemenskaper/> [Hämtad 2026-09-03]

Energimyndigheten, *Energigemenskaper. Förutsättningar och förslag på främjandeinsats*, ER 2024:20 (2024), <https://energimyndigheten.a-w2m.se/System/TemplateView.aspx?p=Arkitektkopia&id=294bae20fa14458da8673d849234874b&q=2024%3A20&lstqty=1>

Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2019/944 av den 5 juni 2019 om gemensamma regler för den inre marknaden för el och om ändring av

direktiv 2012/27/EU, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/?uri=CELEX:32019L0944>

Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2018/2001 av den 11 december 2018 om främjande av användningen av energi från förnybara energikällor, <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj?locale=sv>

Europeiska kommissionen, "Clean energy for all Europeans package", u.d., [https://wayback.archive-it.org/12090/20241209144917/https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package\\_en](https://wayback.archive-it.org/12090/20241209144917/https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en). [Hämtad 2025-12-01]

Finansdepartementet, *Sänkt energiskatt på el*, promemoria Fi/2025/01060 (2025), <https://regeringen.se/contentassets/b06109a70cdc4da5b75b20a01287cc6c/sankt-energiskatt-pa-el.pdf>

Göteborg Energi Nät, "Produkter på Effekthandel Väst", (u.d.), <https://www.goteborgenergi.se/foretag/elnat/produkter-pa-effekthandel-vast> [Hämtad 2026-08-25]

IEA, *Building the future transmission grid* (2025), <https://iea.blob.core.windows.net/assets/744ff0bb-905a-4f9f-83e3-2d04ce99e09c/BuildingtheFutureTransmissionGrid.pdf>

Kobayashi, Yuki, Taljegård, Maria, och Johnsson, Filip. "Assessment of real-world driving patterns for electric vehicles: An on-board measurements study from Sweden", *Applied Energy*, 401 (2025), 126608, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.126608>

Kommissionens förordning (EU) 2016/631 av den 14 april 2016 om fastställande av nätföreskrifter med krav för nätanslutning av generatorer <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/PDF/?uri=CELEX:32016R0631&from=PL>

Lindblom, Erik, och Malmaeus, Mikael. "Forskare: Så här lång tid tar det att bygga ut svenska elsystemet", *Ny Teknik*, 7 maj 2025, <https://www.nyteknik.se/debatt/forskare-sa-har-lang-tid-tar-det-att-bygga-ut-svenska-elsystemet/4358264>. [Hämtad 2025-11-26]

Magnusson, Dick, och Palm, Jenny, "Come Together: The Development of Swedish Energy Communities", *Sustainability*, 11.4 (2019), 1056,  
<https://doi.org/10.3390/su11041056>

Power Circle, "ELIS elbilsstatistik", <https://powercircle.org/elbilsstatistik/> [Hämtad 2026-08-17]

Power Circle, *Prognos för elbilsmarknaden i Sverige 2026–2035* (2026),  
<https://powercircle.org/prognos-for-elbilsmarknaden-i-sverige-2026-2035/>

Power Circle, *FlexAbility – Potential, värde och målkonflikter för flexibilitetsresurser. Delrapport 1: Flexibilitetsresurser, potential och behov år 2030* (2025),  
[https://powercircle.org/flexability\\_delrapport\\_1.pdf](https://powercircle.org/flexability_delrapport_1.pdf)

Power Circle, *FlexAbility – Potential, värde och målkonflikter för flexibilitetsresurser. Delrapport 2: Utveckling av marknader och verktyg för flexibilitet* (2025),  
[https://powercircle.org/flexability\\_delrapport\\_2.pdf](https://powercircle.org/flexability_delrapport_2.pdf)

Power Circle, *FlexAbility – Potential, värde och målkonflikter för nya flexibilitetsresurser. Delrapport 3: Det ekonomiska värdet av flexibilitet för lokala elnät* (2025),  
[https://powercircle.org/flexability\\_delrapport\\_3.pdf](https://powercircle.org/flexability_delrapport_3.pdf).

Power Circle, *Social hållbarhet i energiomställningen* (2025),  
[https://powercircle.org/social\\_hallbarhet.pdf](https://powercircle.org/social_hallbarhet.pdf)

Power Circle, *Hur kan lokal flexibilitet få rum att utvecklas?* (2024),  
<https://powercircle.org/lokalflex.pdf>

Power Circle, *Flexibilitet för ett mer stabilt och driftsäkert elsystem – en kartläggning av flexibilitetsresurser* (2022),  
[https://powercircle.org/kartlaggning\\_flexibilitet.pdf](https://powercircle.org/kartlaggning_flexibilitet.pdf)

Prop. 2021/22:153 *Genomförande av elmarknadsdirektivet när det gäller nätverksamhet*,  
 Landsbygds- och infrastrukturdepartementet

Rask, Kristofer, "Sveriges dyraste och billigaste elbil", *Allt om elbil*, 28 februari 2025, <https://alltomelbil.se/vad-kostar-egentligen-en-ny-elbil-idag/> [Hämtad 2026-08-17]

SBC, "IMD – Så fungerar det", u.d., <https://www.sbc.se/lar-dig-mer/styrelse/kunskapsartiklar/sa-fungerar-imd/> [Hämtad 2026-08-24]

SFS 2007:215 *Förordning (2007:215) om undantag från kravet på nätkoncession enligt ellagen (1997:857)*, Klimat- och näringslivsdepartementet

Skatteverket, "Grön teknik, installation", 2026, <https://www4.skatteverket.se/rattsligvagledning/edition/2026.6/420580.html> [Hämtad 2026-08-25]

Skatteverket, "Mikroproduktion av förnybar el – privatbostad", 2026, <https://www.skatteverket.se/privat/fastigheterochbostad/inkomsterfranstad/mikroproduktionavfornybareprivatbostad.4.12815e4f14a62bc048f41a7.html> [Hämtad 2026-08-02]

Skatteverket, "Beskattningskonsekvenser för den som har en solcellsanläggning på sin villa eller fritidshus som är privatbostad", 2 juli 2021, <https://www4.skatteverket.se/rattsligvagledning/394019.html?date=2021-07-02> [Hämtad 2026-08-02]

Svenska kraftnät, *Kraftsystemets förmågor: Kartläggning och förberedelse för uppföljning av regional effekt och ö-drift* (2026), [https://www.svk.se/492cfc/siteassets/om-oss/rapporter/2026/kn2025\\_00150-uppdrag-3.3-kraftsystemets-formagor--delrapport-1.pdf](https://www.svk.se/492cfc/siteassets/om-oss/rapporter/2026/kn2025_00150-uppdrag-3.3-kraftsystemets-formagor--delrapport-1.pdf)

Svensk Solenergi, "Grönt avdrag", 2025, <https://svensksolenergi.se/statistik/gront-avdrag-ny/> [Hämtad 2026-08-21]

Sveriges riksdag, "Beslut: Energipolitikens långsiktiga inriktning", 29 maj 2024, [https://www.riksdagen.se/sv/webb-tv/video/beslut/beslut-energipolitikens-langsiktiga-inriktning\\_hbc320240529nu14/?pos=98&autoplay=true](https://www.riksdagen.se/sv/webb-tv/video/beslut/beslut-energipolitikens-langsiktiga-inriktning_hbc320240529nu14/?pos=98&autoplay=true) [Hämtad 2026-09-10]

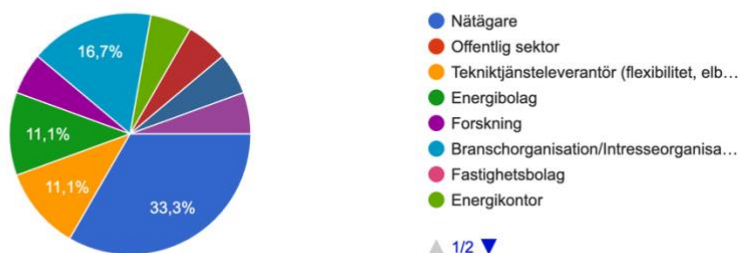
Wärmare, Anton. *Ingen sol? Låna av grannen - En analys av energidelning i energigemenskaper och dess påverkan på lågspänningsnät* (2026),  
<https://lup.lub.lu.se/student-papers/record/9244348>

## Bilaga A: Enkät svar

Nedan presenteras de frågor och svar som ställdes i workshoppens efterföljande enkät, och som använts som underlag i rapporten. Totalt 18 svar inkom. Fritextsvar presenteras inte.

Vilken typ av aktör representerar du?

18 svar

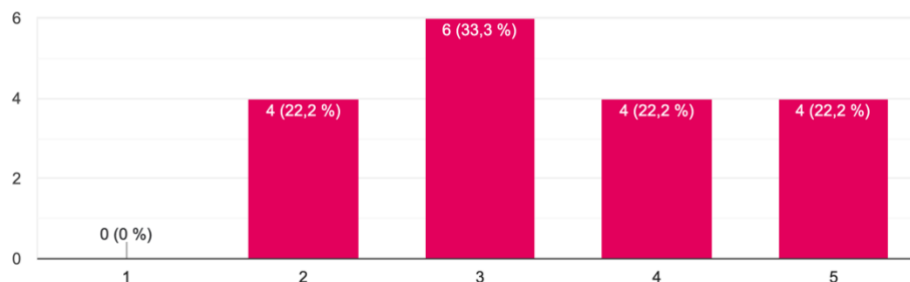


De aktörer som inte syns i bilden är konsultbolag – mörkröd, Energiexpert – mörkblå och samfällighet – lila.

1. I vilken utsträckning bedömer du att energigemenskaper kan bidra till följande nätbehov?

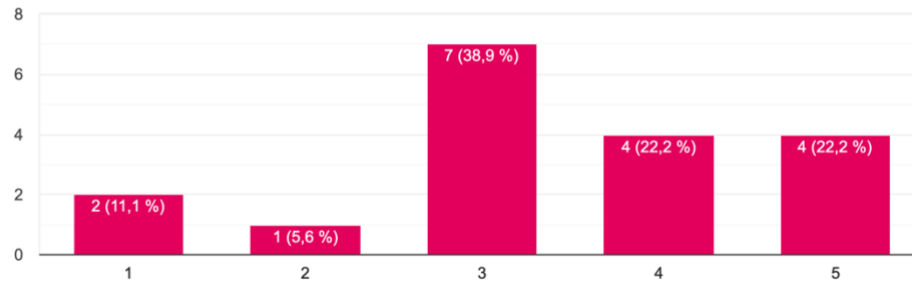
Minskade effekttoppar vintertid

18 svar



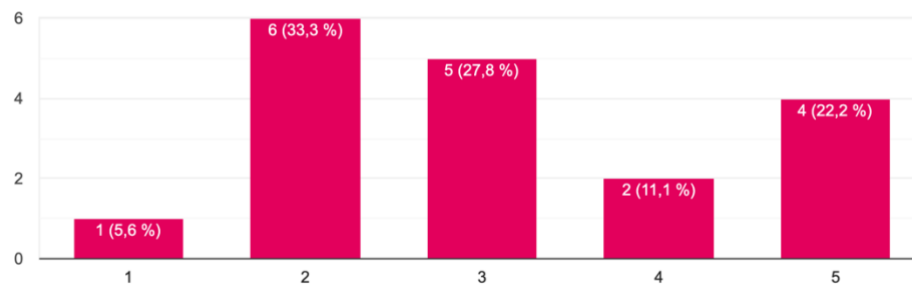
## Hantering av hög lokal produktion sommartid

18 svar



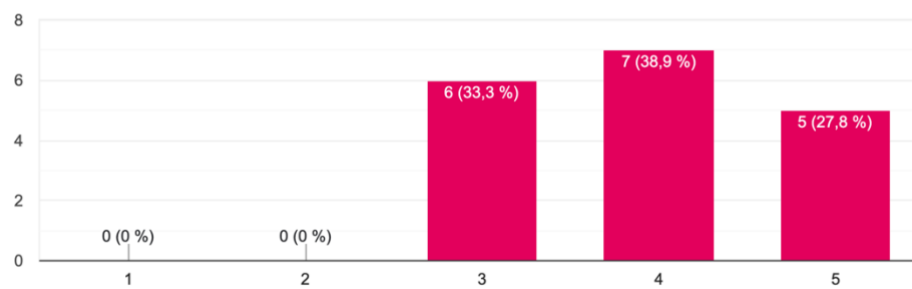
## Minskade behov av nätförstärkningar

18 svar



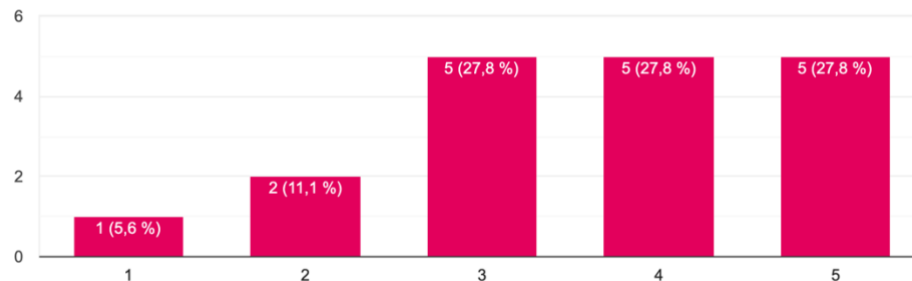
## Ökad flexibilitet i lokalnäten

18 svar



## Ökad robusthet/resiliens (t.ex. ödrift)

18 svar



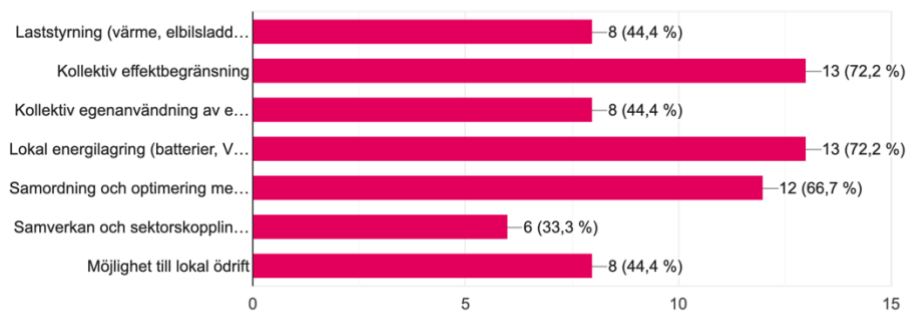
**2. Vilka konkreta funktioner/beteenden hos energigemenskaper ser du som viktigast för att bidra till elnätets behov?**

(Välj max 5 alternativ)

- ☐ Laststyrning (värme, elbilsladdning, m.m.)
- ☐ Kollektiv effektbegränsning
- ☐ Kollektiv egenanvändning av energi
- ☐ Lokal energilagring (batterier, V2G)
- ☐ Samordning och optimering mellan flera fastigheter/kunder
- ☐ Samverkan och sektorskoppling mellan el och värme
- ☐ Möjlighet till lokal ödrift
- ☐ Övrigt: .....

**2. Vilka konkreta funktioner/beteenden hos energigemenskaper ser du som viktigast för att bidra till elnätets behov? (Välj max 5 alternativ)**

18 svar



**3. Finns det någon särskild nytta eller funktion som energigemenskaper kan bidra med, som du tycker är underskattad eller som ofta förbises?**

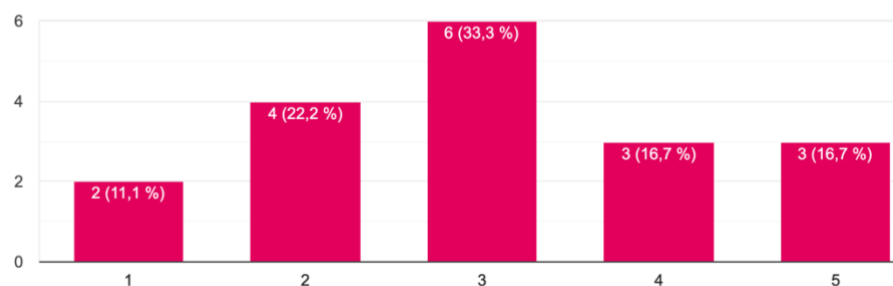
13 svar

(Fritextfråga – svaren redovisas ej)

**4. Hur stora bedömer du att följande risker/osäkerheter är för att energigemenskaper ska kunna bidra till elnäten?**

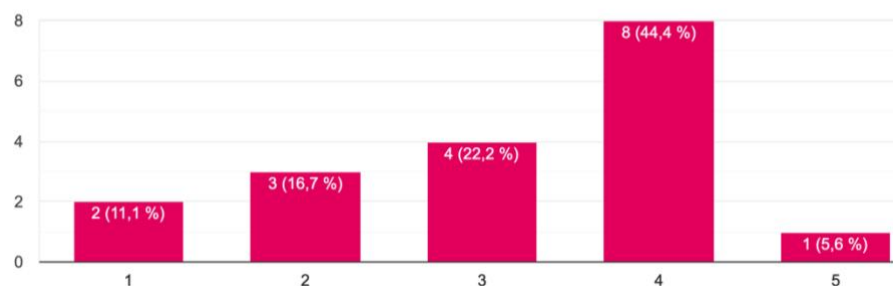
Otydligt ansvar och rollfördelning mellan energigemenskap och nätägare

18 svar



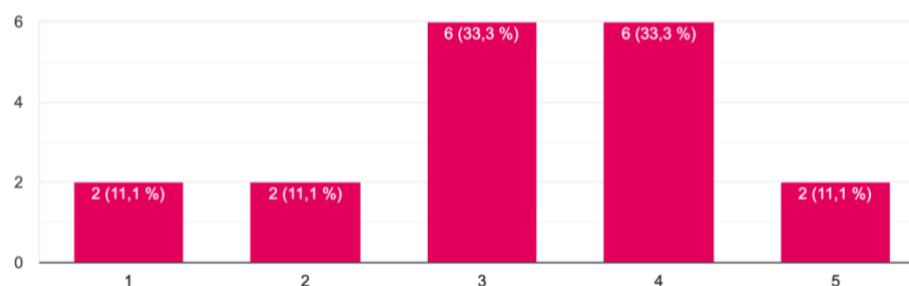
Bristande långsiktig driftsäkerhet

18 svar



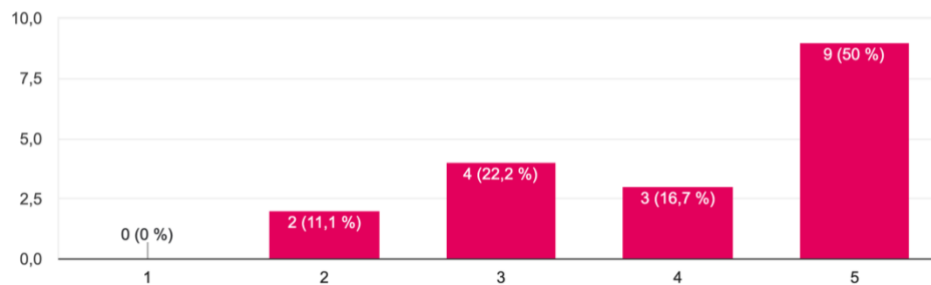
Suboptimering (egen nytta vs. systemnytta)

18 svar

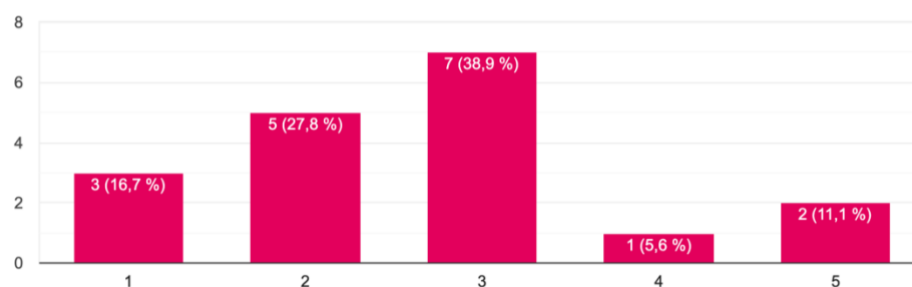


**Regelverk och juridisk osäkerhet**

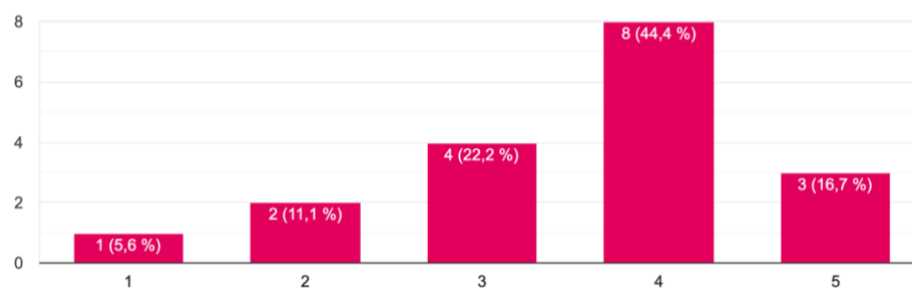
18 svar

**Brist på tillförlitlig styrning och data**

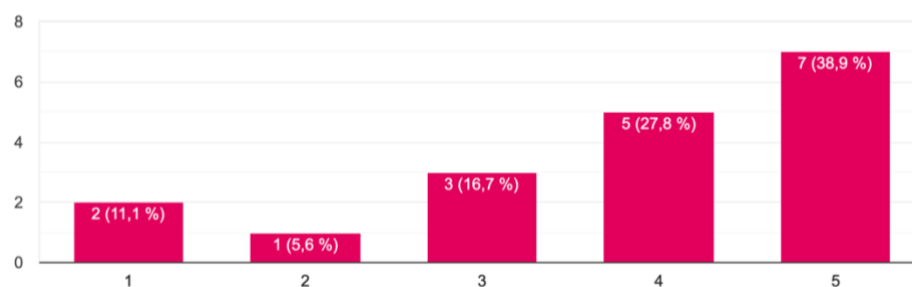
18 svar

**Affärsmodeller som inte speglar systemnytta**

18 svar

**Rådande energiskattelagstiftning**

18 svar

**5. Vilken ser du som den enskilt största risken eller osäkerheten med energigemenskaper?**

17 svar

(Fritextfråga – svaren redovisas ej)

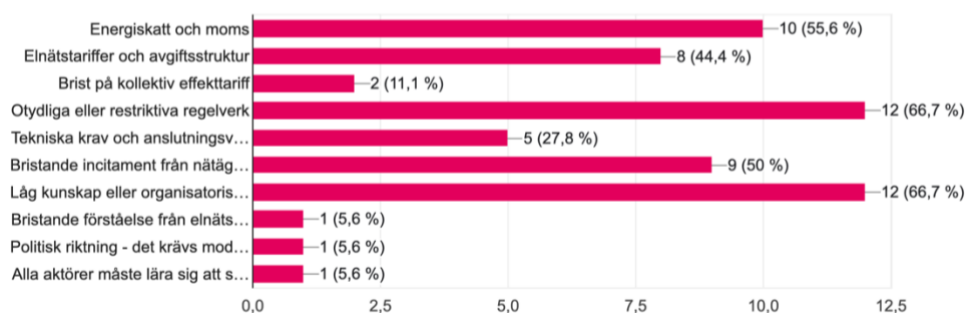
## 6. Vilka barriärer är enligt dig mest centrala att riva för att energigemenskaper ska kunna utvecklas?

(Välj max 5 alternativ)

- ☐ Energiskatt och moms
- ☐ Elnätstariffer och avgiftsstruktur
- ☐ Brist på kollektiv effekttariff
- ☐ Otydliga eller restriktiva regelverk
- ☐ Tekniska krav och anslutningsvillkor
- ☐ Bristande incitament från nätägare
- ☐ Låg kunskap eller organisatorisk kapacitet
- ☐ Övrigt: .....

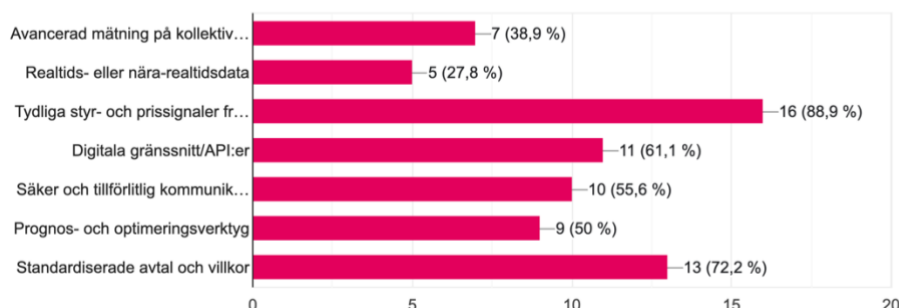
### 6. Vilka barriärer är enligt dig mest centrala att riva för att energigemenskaper ska kunna utvecklas? (Välj max 5 alternativ)

18 svar



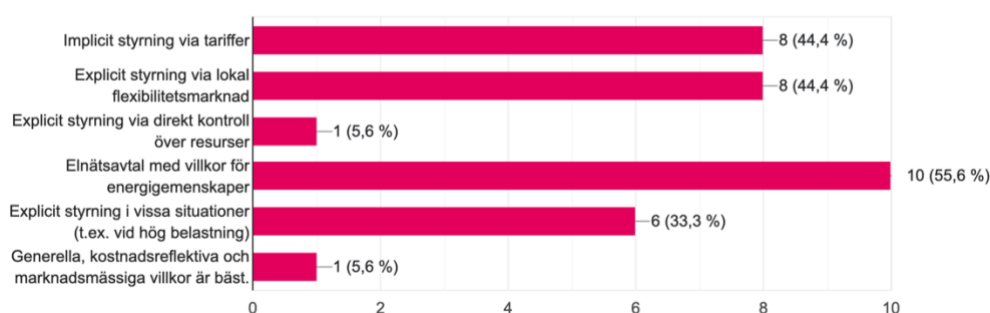
7. Vilka funktioner bedömer du är nödvändiga för att energigemenskaper ska kunna leverera systemnytta? (Välj alla som är relevanta)

18 svar



8. Vilken typ av styrning från nätägaren bedömer du som mest ändamålsenlig för energigemenskaper?

18 svar



9. Vem anser du i första hand bör ansvara för den operativa styrningen av energigemenskapers resurser?

18 svar



10. Var ser du det största behovet av ny eller vidareutvecklad digital teknik, för att realisera energigemenskapers nytta för elnätet?

15 svar

(Fritextfråga – svaren redovisas ej)

11. Om du blickar 10 år framåt: Vad är den viktigaste förutsättningen för att energigemenskaper faktiskt ska bidra till ett mer kostnadseffektivt och robust elsystem?

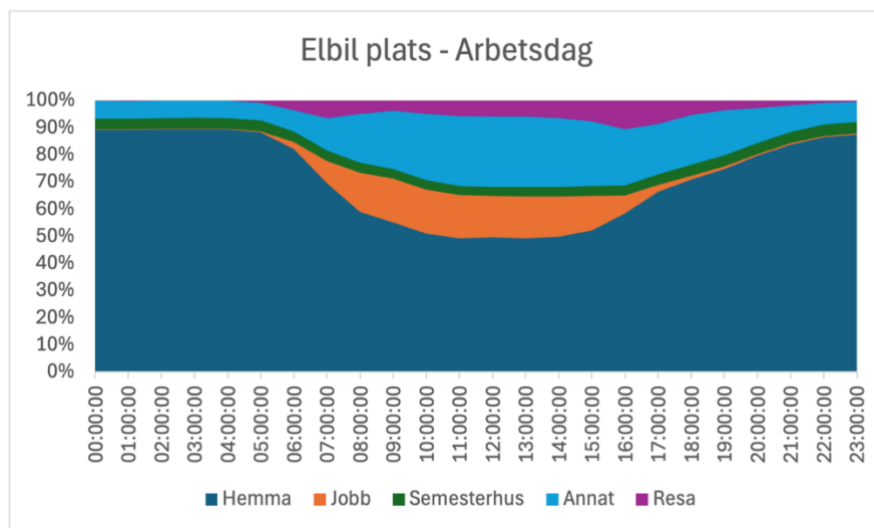
16 svar

(Fritextfråga – svaren redovisas ej)

## Bilaga B: Mobilitetsprofiler och antaganden om bilarnas tillgänglighet

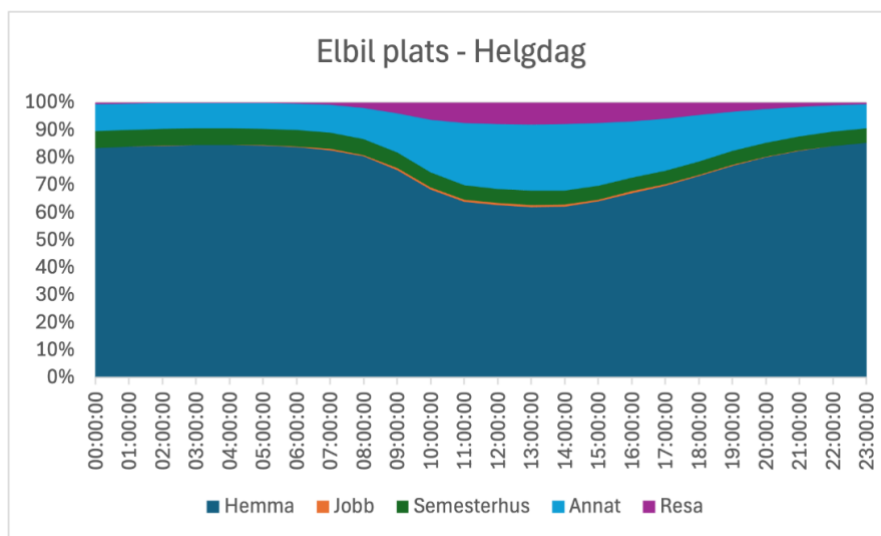
För att utföra modelleringen av effekttoppsreduktion med V2G-bilar behövdes mobilitetsprofiler som beskriver när bilarna är hemma och därmed tillgängliga som flexibla resurser för att sänka effekttopparna.

För att beskriva när elbilarna är hemma respektive borta används förenklade mobilitetsprofiler. Dessa baseras på övergripande mönster från studien ”Assessment of real-world driving patterns for electric vehicles: an on-board measurements study from Sweden”<sup>66</sup>. Studien visar hur elbilar i genomsnitt är fördelade mellan olika platser under arbetsdagar och helgdagar.



**Figur 31.** Figuren visar en genomsnittlig andel som elbilar befinner sig på olika platser, under en vardag<sup>66</sup>.

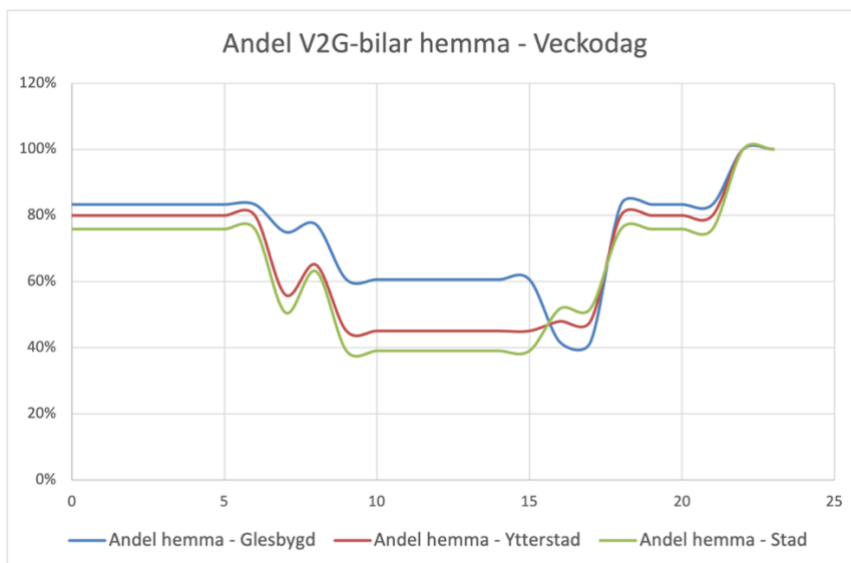
<sup>66</sup> Yuki Kobayashi, Maria Taljegård och Filip Johnsson, ”Assessment of real-world driving patterns for electric vehicles: An on-board measurements study from Sweden”, *Applied Energy*, 401 (2025), 126608, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.126608>



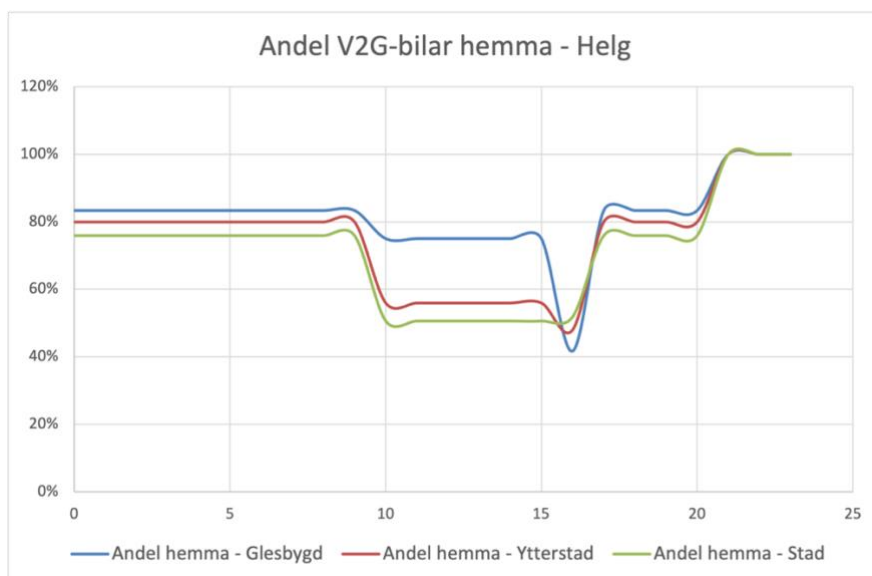
**Figur 32.** Figuren visar en genomsnittlig andel som elbilar befinner sig på olika platser, under en helg/röd dag<sup>66</sup>.

Figur 31 och Figur 32 visar det övergripande mobilitetsmönster som använts som utgångspunkt för modelleringen av bilarnas tillgänglighet. I båda figurerna framgår att andelen elbilar som befinner sig hemma är högst under natt och sen kväll. Under arbetsdagar minskar andelen bilar hemma tydligt under morgon och dagtid, samtidigt som fler bilar befinner sig vid arbete, på resa eller på annan plats. Under helger är en större andel bilar hemma även under dagen, men även då förekommer perioder med lägre hemmatillgänglighet.

Utifrån dessa mönster skapades fyra förenklade mobilitetsprofiler som beskriver när bilarna antas vara hemma respektive borta. Profilerna ska inte tolkas som en exakt beskrivning av verkliga körnönster, utan som ett sätt att införa en tidsvariation i V2G-resursens tillgänglighet, med sammanhängande perioder av hemma- och bortatid. Det centrala i modellen är därmed inte att varje timme exakt motsvarar referensdata, utan att batterikapaciteten inte är konstant tillgänglig över dygnet. Andelen kunder som fick en viss profil anpassades för att efterlikna studien men profiler tilldelas slumpmässigt mellan de kunder som antogs ha en V2G-bil.



**Figur 33.** Den modellerade andelen V2G-bilar som är hemma i huvudscenariot med 30 % V2G-bilar under en veckodag.



**Figur 34.** Den modellerade andelen V2G-bilar som är hemma i huvudscenariot med 30 % V2G-bilar under en helgdag.

Figur 33 och Figur 34 visar den modellerade andelen V2G-bilar som är hemma i huvudscenariot med 30 % V2G-bilar. Kurvorna följer samma övergripande mönster som referensdata, med högst tillgänglighet under natt och kväll samt lägre tillgänglighet under dagtid. Skillnaderna mellan områdena beror på att antalet bilar och tilldelningen av mobilitetsprofiler varierar mellan nätstationerna. I områden med färre bilar får den slumpmässiga tilldelningen av profiler större påverkan på den genomsnittliga tillgängligheten.

## Bilaga C: Förslag för mätning och debitering vid energidelning i virtuella nät

I rapportens policykapitel diskuteras möjliga ekonomiska incitament för lokal virtuell energidelning. För att sådana modeller ska kunna tillämpas i praktiken krävs även en fungerande hantering av mätvärden, beräkning och fakturering.

Denna bilaga beskriver ett möjligt sätt att organisera denna hantering för lokal virtuell energidelning. Förslaget ska ses som ett illustrativt exempel på hur mätning och debitering skulle kunna genomföras, snarare än som en färdig teknisk eller regulatorisk lösning.

I regeringens proposition föreslås att en oberoende part, en organisation, ska kunna anlitas för den administrativa hanteringen av energidelningen. Organisationen ska bland annat anmäla att energidelning kommer att ske till de deltagande elanvändarnas elleverantörer. Elleverantörerna blir sedan skyldiga att föra register över inrapporterade energidelningsarrangemang och vilka elnätsanslutningar de berör. Beräkningen av vilka avdrag som ska göras på elfakturan görs sedan utifrån inrapporterade mätvärden från respektive elkunds nätägare.

Ovanstående hantering, med flera elleverantörer och flera nätägare inblandade, blir nödvändig när det är fråga om energidelning på elområdesnivå, det vill säga med flera nätägare inblandade. Om energidelningen är avgränsad till ett lokalnät, så skulle beräkningen i stället kunna göras av nätägaren. Så länge de ekonomiska incitamenten är begränsade till energidelning inom ett lokalnät, enligt rapportens förslag, är det sannolikt att många energidelningsarrangemang också kommer att ha denna avgränsning. Det kan då övervägas att införa en sådan hantering för dessa fall.

Organisationen skulle då i stället anmäla till nätägaren att energidelning kommer att ske. Nätägaren skulle bli skyldig att föra register över lokal energidelning, beräkna vilken energidelning som gjorts mellan de aktuella elkunderna och rapportera detta vidare till respektive elleverantör.

Oavsett om det är nätägaren eller elleverantörerna som gör beräkningen så behöver den göras för varje 15-minutersperiod, det vill säga knappt 3 000 tillfällen per månad. Beräkningen kan göras i efterhand inför fakturering.

Under varje period behöver uttag och inmatning av el från och till nätet summeras för att se om det finns ett nettoöverskott eller inte, och även fördela det "interna överskottet" från kunder med inmatning mellan kunder med uttag. I de fall då inmatningen inte räcker för att täcka hela uttaget, är en möjlig princip att fördela den delade elen proportionellt mot respektive kunds uttag under samma avräkningsperiod. Detta ger en enkel och enhetlig beräkningsprincip för den löpande avräkningen. Energigemenskapen kan samtidigt behöva komma överens om hur de ekonomiska värdena av den delade elen ska fördelas mellan deltagarna, exempelvis om medlemmarna har gjort olika stora investeringar.

På samma sätt gäller att då den totala inmatningen överstiger uttaget så behöver nettoöverskottet fördelas mellan kunder med inmatning, och vi bedömer det lämpligt att detta görs proportionellt mot inmatningen.

För att kunna hantera föreslagen skattereduktion och reducerade elnätsavgifter behöver beräkningen också göras i flera steg, summerat i Tabell 20. Efter att samtliga avdrag gjorts för respektive energidelning, så är det som återstår "elhandel" i form av antingen inköpt eller såld el.

**Tabell 20. Beräkningsparametrar för att bestämma fakturaavdrag vid energidelning via ett virtuellt nät**

| <b>Mätning och beräkningsparametrar vid lokal energidelning</b>        |
|------------------------------------------------------------------------|
| Uttag av el från koncessionspliktigt nät (mätvärde)                    |
| Inmatning av el till koncessionspliktigt nät (mätvärde)                |
| Andel av uttagen el som utgör energidelning under samma nätstation     |
| Andel av inmatad el som utgör energidelning under samma nätstation     |
| Andel av uttagen el som utgör energidelning inom samma lokalnät        |
| Andel av inmatad el som utgör energidelning inom samma lokalnät        |
| <b>Tillkommande parametrar vid energidelning mellan flera lokalnät</b> |
| Andel av uttagen el som utgör energidelning inom samma elområde        |
| Andel av inmatad el som utgör energidelning inom samma elområde        |

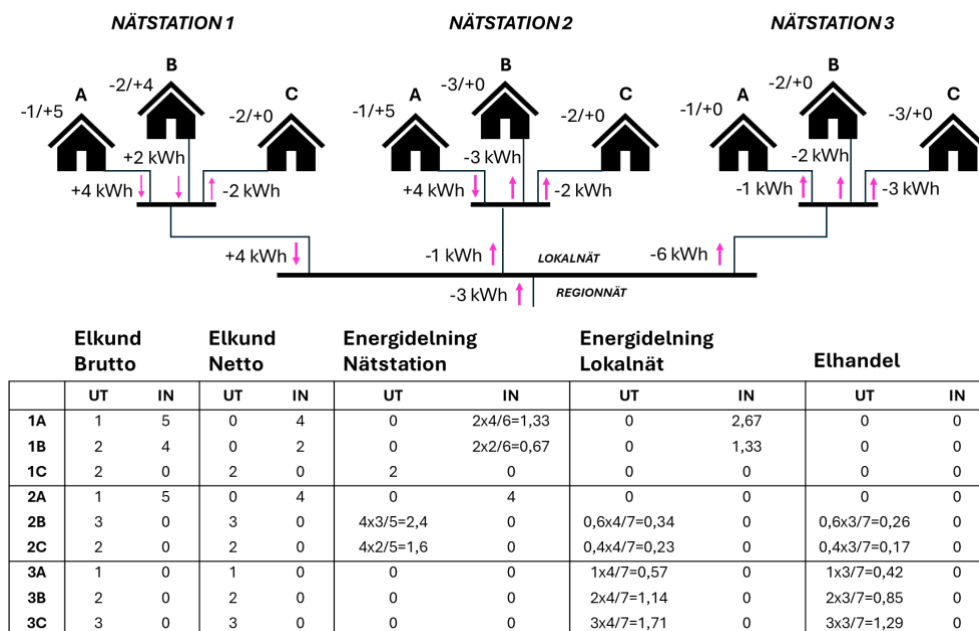
## BERÄKNINGSEXEMPEL VIRTUELL DELNING

I Figur 35 illustreras beräkningen av energidelning inom ett lokalnät med ett fiktivt exempel. Om vi studerar elkund 1A, så har denna under den aktuella 15-minutersperioden gjort ett uttag av el på 1 kWh, men också matat in 5 kWh och redovisar alltså ett överskott på 4 kWh. Utan energidelning skulle denna energimängd säljas till elleverantören. Med den lokala energidelning som redovisas i exemplet kommer i stället 1,33 kWh användas genom energidelning till elkund 1C som finns under samma nätstation och 2,67 kWh kommer att fördelas mellan elkunderna 2B, 2C och 3A-C, som finns under andra nätstationer men inom samma lokalnät.

Siffran 1,33 kWh kommer sig av att elkund 1B också har ett överskott på 2 kWh att erbjuda, det vill säga hälften så mycket som elkund 1A. Den enda som har behov av el under samma nätstation är kund 1C som använder 2 kWh. Överskotten från elkund 1A och 1B fördelas proportionellt, 1,33 kWh respektive 0,67 kWh. Kvar finns ett nettoöverskott på 4 kWh.

Under nätstation 2 har elkund 2A ett överskott på 4 kWh som fördelas proportionellt mellan 2B och 2C utifrån deras användning, 2,4 kWh respektive 1,6 kWh. Kvar finns ett nettounderskott på 1 kWh.

Under nätstation 3 sker ingen energidelning, men elkunderna 3A, 3B och 3C är tillsammans med 2B och 2C med och delar på nettoöverskottet från nätstation 1.



Figur 35. Visualisering av de olika beräkningsstegen för att få fram fakturaavdrag per kund vid energidelning inom ett och samma lokalnät, för en 15-minutersperiod. Negativa värden avser uttag (UT) och positiva värden avser inmatning (IN). Värden i kWh.

# ENERGIGEMENSKAPER SOM STÖTTAR ELNÄTET

Energigemenskaper kan bidra till ett mer flexibelt och resurseffektivt elsystem – men nyttan uppstår inte automatiskt genom att el delas lokalt. Resultaten visar att en viktig potential ligger i att samordna distribuerade resurser utifrån gemensamma behov. I rapportens modellering minskar kollektiv styrning med batterier de lokala effekttopparna med omkring 10–30 %, jämfört med 0–10 % vid individuell styrning. Samordnad flexibilitet kan också skapa utrymme för mer lokal sol.

Energigemenskaper kan samtidigt fylla fler funktioner än att samordna flexibilitet. De kan samla deltagare kring gemensamma investeringar, energidelning och kollektiv egenanvändning. Aggregatorer och andra samordnande funktioner kan bidra med styrning av flexibla resurser och komplettera de funktioner som lokal energidelning kan skapa. Rapporten diskuterar också möjliga ekonomiska incitament och former för att tillgängliggöra flexibilitet, såsom kollektiva effektagifter, flexibla avtal, köp av lokal flexibilitet och incitament för gemensamma investeringar. Dessa behöver utredas vidare för att säkerställa att de skapar faktisk nytta för elnätet och inte leder till att kostnader övervältras på andra kunder.

Studien visar därmed att den avgörande frågan inte är hur mycket el som delas, utan vilken faktisk nytta de samordnade resurserna skapar.

## Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på [energiforsk.se](http://energiforsk.se).