

November 2026

# Smart laddning 2.0

## Utvecklingen av smart laddning i Sverige

POWER CIRCLE
Electricity for sustainable energy

CheckWatt

CHALMERS

Zaptec

Energimyndigheten

# Innehållsförteckning

**Rapporten i korthet** ..... **4**

**Executive Summary** ..... **7**

**Begrepp och förkortningar** ..... **11**

***Block A: Utgångspunkter, nuläge och användning*** ..... **17**

**1. Inledning** ..... **17**

**2. Definitioner smart laddning** ..... **18**

**3. Befintligt bestånd av laddinfrastruktur** ..... **21**

*3.1 Hur ser förmågan till smart laddning ut?* ..... *26*

*3.2 Enkät om teknisk förmåga och styrning* ..... *27*

**4. Hur används smart laddning idag?** ..... **31**

*4.1 Sammanställning av erfarenheter av laddning – ur intervjuer* ..... *31*

*4.2 Sammanställning från insamling av verklig laddata från elbilsägare* ..... *33*

*4.3 Sammanfattade insikter från litteratur* ..... *37*

***Block B: Standarder, teknik och styrning*** ..... **39**

**5. Standarder och kommunikationsprotokoll** ..... **39**

*5.1 Utmaningar inom standardiseringen* ..... *39*

*5.2 Standarder i olika gränssnitt* ..... *40*

*5.3 Standarder i dagens laddinfrastruktur och utvecklingen till 2030* ..... *43*

**6. Tekniska möjligheter och utmaningar** ..... **44**

*6.1 Att styra mot flera mål samtidigt* ..... *44*

*6.2 Fordonets kommunikation med laddsystemet* ..... *46*

*6.3 Hur ska styrningen samordnas?* ..... *47*

*6.4 Att kombinera prissignaler och flexibilitetstjänster* ..... *48*

*6.5 Begränsningar i hårdvara, mjukvara och systemarkitektur* ..... *49*

*6.6 Utvecklingen framåt?* ..... *51*

***Block C: Regelverk, styrmedel och marknad*** ..... **52**

**7. Regelverk** ..... **52**

*7.1 Krav på laddinfrastrukturen – EPBD och AFIR* ..... *52*

*7.2 BSP/BRP-rollen* ..... *54*

*7.3 Efterfrågeflexibilitet och elnät – ellagen, NC DR* ..... *55*

*7.4 Särskilda regelverksfrågor för V2G* ..... *57*

**8. Stöd och policyutveckling ..... 58**

*8.1 Hur stöd och regelverk har påverkat teknikutvecklingen ..... 59*

*8.2 Aktörernas syn på statsstödens betydelse ..... 60*

**9. Marknadsmässiga hinder och incitament ..... 60**

*9.1 Affärsmodeller och ansvar ..... 60*

*9.2 Incitament, prismodeller och marknadsdesign ..... 61*

**10. Elbilsladdning och lokala flexibilitetsmarknader ..... 63**

*10.1 Bakgrund ..... 63*

*10.2 Lokal flexibilitet i Sverige ..... 64*

*10.3 Vidareutveckling av standardiseringen ..... 72*

*10.4 Sammanfattning ..... 76*

***Block D: Påverkan på elnätet och praktisk tillämpning ..... 77***

**11. Modellering av påverkan på elnätet från elbilsladdning ..... 77**

*11.1 Kort beskrivning av modellpaketet och antaganden ..... 79*

*11.2 När laddar elbilarna givet de olika fallen? ..... 81*

*11.3 Hur påverkar elbilsladdning hushållens maximala effektbehov? ..... 85*

*11.4 Överskrids elnätskapaciteten vid en elektrifiering av personbilar? ..... 87*

**12. Leverans av flexibilitet med laddinfrastruktur ..... 94**

*12.2 DC-laddning ..... 95*

*12.3 AC-laddning utan stationärt batteri ..... 112*

*12.4 Slutsats ..... 115*

**Block E: Utveckling och slutsatser ..... 119**

**13. Framtidsprognos för kapacitet och implementering av smart laddning ..... 119**

*13.1 Hur kommer området utvecklas? ..... 119*

*13.2 Hur ser utvecklingsbehoven ut på kort och lång sikt? ..... 121*

**14. Sammanfattning, slutsatser och policyförslag ..... 123**

*14.1 Projektresultat i siffror ..... 123*

*14.2 Sammanfattning och övergripande slutsatser ..... 125*

*14.3 Policyförslag ..... 130*

# Rapporten i korthet

Den pågående elektrifieringen av transportsektorn leder till en ökad integration av transport- och energisektorn. När marknaden nu mognar – med moderna batterielektriska fordon, väl utbyggd laddinfrastruktur, styrbara laddboxar och ett framväxande ekosystem av aktörer – börjar denna integration bli alltmer påtaglig. Elbilsladdningen innebär ett växande tryck på det lokala elnätet, men skapar samtidigt möjligheter att avlasta nätet genom smart styrning. I ett elsystem under omställning, med ett växande behov av flexibilitet i olika former och tidsskalor, kan den elektrifierade transportsektorn därmed spela en allt viktigare roll. Smart laddning blir en central del av samspelet mellan transport- och energisektorn.

Under snart två år har projektet Smart laddning 2.0 undersökt utvecklingen av smart laddning i Sverige. Projektet har kartlagt hur smart laddning används i dag, analyserat hur olika laddstrategier påverkar det lokala elnätet och undersökt vilka tekniska lösningar, marknadsförutsättningar och incitament som behövs för att möjliggöra mer avancerad styrning av elbilsladdning.

### Den tekniska förmågan ligger före den faktiska användningen

Ett av projektets tydligaste resultat är att den tekniska förmågan för smart laddning är mer utvecklad än den faktiska användningen. Moderna laddare har i stor utsträckning möjlighet till uppkoppling och styrning, och både fordon, laddutrustning och energistyrsystem får successivt mer avancerade funktioner. Den smarta laddning som används i dag handlar dock fortfarande till stor del om lastbalansering, effektbegränsning, schemaläggning och prisoptimering. Mer avancerad styrning som samtidigt tar hänsyn till flera behov och marknader är mindre utbredd.

Projektet har vidareutvecklat den tidigare publicerade smart laddningstrappan, som beskriver hur smart laddning kan skapa värde för fordonet, fastigheten och elsystemet. Det översta steget innebär att flera behov och styrsignaler optimeras tillsammans. Resultaten visar att utvecklingen mot dessa mer avancerade funktioner inte främst begränsas av den tekniska möjligheten att styra laddningen, utan i hög grad av tillgången till data, integration mellan system, ekonomiska incitament och efterfrågan på tjänsterna.

### Smart laddning kan minska belastningen på elnätet – men styrningen behöver utformas rätt

Projektets modellering av elbilsladdningens påverkan på lågspänningsnät visar att en omfattande elektrifiering av personbilsflottan inte automatiskt behöver leda till stora kapacitetsproblem i lågspänningsnätet. Vi har visat att hur och när fordonen laddas har stor betydelse, och eventuella nätbegränsningar är ofta geografiskt och tidsmässigt koncentrerade.

Samtidigt visar analyserna att styrning enbart utifrån spotpriset, det vill säga en prissignal, skapar nya effekttoppar när många elbilar koncentrerar sin laddning till samma timmar med låga priser. En modellering visar att det i sin tur leder till behov av förstärkningar i lågspänningsnätet.

I modelleringen ger däremot en gemensam optimering av laddningen utifrån både spotpris och områdets sammanlagda effektuttag betydligt bättre resultat för det lokala nätet. Modelleringen ger därmed stöd för att hela personbilsflottan kan elektrifieras utan omfattande förstärkningar av det lokala elnätet, med förbehåll för de lokala undantag som modellen inte fångar.

Resultaten visar med andra ord att olika styrsignaler kan motverka varandra och att smart laddning behöver kunna balansera elpris, nätkapacitet och användarnas laddbehov. I studien har vi också visat att det finns ett gap mellan teknisk förmåga, användarnas uppgivna strategier i enkät och hur laddningen faktiskt sker i praktiken. Även när möjligheten och viljan att styra laddningen finns sker laddningen inte alltid vid de mest fördelaktiga tidpunkterna.

En viktig slutsats är att laddningen i första hand bör begränsas när och där elnätet faktiskt behöver avlastning, samtidigt som möjligheten till flexibel laddning bör bevaras under övrig tid för att ge flexibilitet åt andra delar av elnätet och elsystemet.

### Flexibilitetens potential beror på laddmiljö och tillgänglighet

Projektets analyser av laddinfrastruktur visar att hög installerad laddeffekt inte automatiskt innebär att motsvarande flexibilitet kan erbjudas till elsystemet. Avgörande är hur stor effekt som faktiskt kan flyttas, hur förutsägbar tillgängligheten är och hur länge en leverans kan garanteras.

För publik snabbladdning är möjligheten att erbjuda stödtjänster direkt från laddningen begränsad av korta och oregelbundna laddsessioner. Stationära batterier kan däremot skapa en mer planerbar flexibilitetsresurs och samtidigt möjliggöra snabbladdning vid anläggningar med begränsad nätanslutning. Analyserna visar att batteriernas ekonomiska värde ofta främst ligger i att kapa effekttoppar och lokal energioptimering, medan stödtjänster kan ge kompletterande intäkter.

För AC-laddning utan stationärt batteri är förutsättningarna annorlunda. Här skapas flexibiliteten genom att laddningen kan flyttas inom den tid fordonet står inkopplat. Laddmiljöer med långa och förutsägbara parkeringstider har därför särskilt goda förutsättningar för smart styrning och leverans av stödtjänster enligt projektresultaten.

### Nästa utvecklingssteg kräver samordning mellan teknik, marknader och aktörer

För att smart laddning ska kunna utvecklas vidare behöver flera system kunna samverka. Styrningen kan i dag ske i fordonet, laddutrustningen, fastighetens energiledningssystem eller hos externa tjänsteleverantörer och aggregatorer. Det finns ingen självklar lösning där all styrning samlas hos en enda aktör.

Utvecklingen av standarder som ISO 15118 och OCPP förbättrar möjligheterna till kommunikation och interoperabilitet, men att enskilda produkter följer standarder garanterar inte att hela system fungerar tillsammans. Gemensam testning på systemnivå kan därför bidra till att identifiera brister och underlätta införandet av mer avancerade funktioner, exempelvis V2G. Mer avancerad optimering kräver också bättre tillgång till information om exempelvis batteriets laddstatus, användarens transportbehov, fastighetens övriga elanvändning och tillgänglig nätkapacitet.

Samtidigt behöver marknader och regelverk utvecklas. Lokala flexibilitetsmarknader kan ge nya möjligheter att ersätta resurser som avlastar elnätet, men deltagandet förutsätter tillräckliga ekonomiska incitament, ändamålsenliga produkter och tillförlitliga metoder för mätning och verifiering. Lokal flexibilitet kan också främjas genom exempelvis nätavgifter och bilaterala avtal. Vilken lösning som är mest ändamålsenlig beror på nätets behov och resursernas förutsättningar.

### Stor långsiktig potential – men utvecklingen behöver mogna

På längre sikt kan dubbelriktad laddning, V2G, öka elfordonens betydelse för elsystemet. En fullt elektrifierad svensk personbilsflotta skulle representera hundratals GWh batterikapacitet, där investeringen i batteriet i första hand tas för transportändamål. Att tillgängliggöra även en begränsad del av denna kapacitet skulle kunna ge ett betydande tillskott av flexibilitet och energilagring. Hur stor del av batterikapaciteten som faktiskt kan utnyttjas beror dock på tekniska och ekonomiska förutsättningar, fordonens tillgänglighet, och användarnas behov och preferenser. Hur konkurrenskraftig V2G blir beror också på kostnaderna och enkelheten i att tillgängliggöra flexibiliteten.

På kort sikt ligger den största möjligheten i att bättre utnyttja den teknik och styrbarhet som redan finns. På längre sikt behövs mer interoperabla system, utvecklade affärsmodeller och lösningar som kan samordna flera resurser och styrsignaler. Användarnas transportbehov måste samtidigt vara en grundläggande förutsättning, och den ökande komplexiteten behöver i stor utsträckning hanteras genom automatiserade tjänster.

### Åtgärder som kan skapa värde för användare och nytta för elsystemet

Sammantaget visar Smart laddning 2.0 att förutsättningarna för en djupare integration mellan transport- och elsystemet till stor del redan finns eller håller på att utvecklas. Utmaningen handlar alltmer om att omsätta den tekniska förmågan i lösningar som skapar värde för användare och marknadsaktörer samtidigt som de bidrar till faktisk nytta för elsystemet.

Regelverk och styrsignaler behöver utvecklas där utformningen av nya effektavgifter blir avgörande för hur laddningen kommer att optimeras. Ett införande av oberoende aggregering och därmed rollerna BSP och FSP skapar också ökade förutsättningar för att uppnå relevanta volymer flexibilitet från distribuerade elfordon. Därtill behöver anskaffning och verifiering av lokal flexibilitet förenklas, medan omotiverade hinder för dubbelriktad laddning bör undanröjas. Viktigt är också att ställa relevanta krav på interoperabilitet och stödja gemensam testning av hur olika system fungerar tillsammans.

Utvecklingens riktning är tydligare än dess slutliga form. Smart laddning kommer att kunna spela en allt större roll i elsystemet, men vilka lösningar, aktörer och affärsmodeller som får störst genomslag avgörs av hur teknik, standarder, marknader och användarbehov utvecklas tillsammans.

# Executive Summary

The electrification of road transport is bringing the transport and energy sectors closer together. As electric vehicles, charging infrastructure and energy management technologies mature, electric vehicle (EV) charging is becoming an increasingly important part of the electricity system. While growing electricity demand from transport can place additional pressure on local distribution grids, smart charging also offers opportunities to reduce grid constraints, improve the use of existing infrastructure and provide flexibility to the wider power system.

Over nearly two years, the Swedish research and innovation project *Smart Charging 2.0* has examined the development and implementation of smart charging in Sweden. The project has investigated current practices, technical capabilities, communication standards, regulatory and market conditions, and the effects of different charging strategies on electricity grids. It has also analysed the practical potential for flexibility services from AC and DC charging infrastructure.

The findings point to a central conclusion: the technical capabilities for smart charging are developing faster than their practical and commercial implementation. Unlocking the full value of smart charging will increasingly depend on how technologies, market incentives, data exchange and different actors work together.

### Technical capabilities are ahead of practical adoption

Many of the technical building blocks for smart charging are already available. Modern charging equipment and associated platforms can support functions such as load balancing, power limitation, scheduled charging and electricity price optimisation. More advanced capabilities are also emerging, including coordination with building energy management systems, aggregation of charging resources and bidirectional charging.

However, the project's industry survey and interviews indicate that practical adoption remains concentrated around relatively established applications. More sophisticated solutions that optimise charging across several objectives or electricity markets are considerably less common.

The project uses an updated smart charging ladder to distinguish between charging that serves the vehicle, the building and the wider electricity system, with the highest level involving coordinated optimisation across multiple needs and signals. The results suggest that the ability to control charging is often not the main limitation. Instead, further progress depends on access to relevant data, interoperability, viable business models and sufficient demand for advanced services.

### Smart charging can reduce grid impacts, but the control strategy matters

The project’s modelling of EV charging in low-voltage distribution grids shows that widespread electrification of the passenger car fleet does not necessarily lead to major capacity constraints in low-voltage networks. The analysis demonstrates that when and how vehicles are charged matters greatly, and that network constraints are often concentrated in specific locations and periods.

At the same time, the analyses show that charging controlled solely by spot electricity prices can create new demand peaks when many electric vehicles concentrate their charging in the same low-

price hours. One of the modelling studies shows that this, in turn, creates a need for reinforcement of low-voltage networks.

By contrast, the modelling shows that coordinated optimisation of charging based on both spot prices and the combined power demand within a local network area produces substantially better outcomes for the distribution grid. The modelling therefore supports the possibility of electrifying the entire passenger car fleet without extensive reinforcement of local distribution networks, subject to local exceptions that are not captured by the model.

These findings demonstrate that different control signals can work against each other, and that effective smart charging needs to balance electricity prices, network capacity and users' charging requirements. The project has also identified a gap between technical capabilities, the charging strategies reported by users in the survey and actual charging behaviour. Even when users have both the ability and the intention to control charging, charging does not always take place at the most advantageous times.

An important conclusion is that charging should primarily be constrained where and when the electricity grid needs relief, while preserving the opportunity for flexible charging at other times to provide flexibility to other parts of the grid and the wider electricity system.

### Flexibility depends on the charging environment, not just installed capacity

The project's analyses of real charging infrastructure demonstrate that high installed charging power does not automatically translate into an equivalent amount of dependable flexibility.

For public DC fast charging, short and unpredictable charging sessions make it difficult to guarantee sufficient controllable demand for ancillary services. In an analysed portfolio of 29 public fast-charging sites, the minimum charging demand available over sustained periods was very limited despite substantially higher average power consumption.

Stationary battery storage can change these conditions. Batteries can support fast-charging installations with constrained grid connections, reduce local power peaks and provide a more predictable resource for flexibility services. The project's simulations indicate that peak shaving and local energy optimisation are often important sources of value, while ancillary services can provide additional revenue when sufficient battery capacity remains available.

For AC charging, flexibility is more closely linked to the time vehicles remain connected relative to their energy needs. Charging environments with long and predictable parking periods can offer considerable opportunities to shift demand without compromising users' requirements.

These findings underline the importance of distinguishing between theoretical flexibility potential, technically available capacity and flexibility that can reliably be delivered under actual market conditions.

### Interoperability, data and market design are becoming central challenges

As smart charging becomes more advanced, charging decisions may need to account for several objectives simultaneously: wholesale electricity prices, network tariffs, local grid constraints, building energy consumption and participation in flexibility or balancing markets.

The control of charging can also be distributed across several systems and actors, including the vehicle, charger, charging management platform, building energy management system and external aggregators. The project does not identify a single control architecture that is likely to dominate all applications.

Developments in standards such as ISO 15118 and OCPP are improving the conditions for communication and interoperability. However, individual standards address different parts of the communication chain, and compliance with these standards does not necessarily mean that complete systems can work together. Independent, industry-wide interoperability testing at system level can help identify gaps, improve the practical implementation of standards and reduce the risk of vendor lock-in. This is particularly important for more advanced functions such as V2G, which depend on coordination between several components and systems.

Access to vehicle battery state of charge, charging requirements, departure times and local network conditions remains important. More consistent data access, clearer interfaces between systems and interoperability demonstrated in practice will be necessary to scale advanced services.

Economic incentives are equally important. While electricity price optimisation and peak shaving already offer established use cases, the business models for local flexibility services are less mature. Participation in flexibility markets requires appropriate products, reliable measurement and verification, and remuneration that justifies making resources available.

Different solutions may be appropriate for different types of charging infrastructure and local grid needs. Large charging facilities and aggregated resources may be well suited to market-based flexibility services, while network tariffs, bilateral agreements and other local arrangements can provide alternative ways to encourage or procure flexibility.

### Significant long-term potential, but no automatic transition

In the longer term, bidirectional charging (V2G) could increase the role of electric vehicles in the electricity system. A fully electrified Swedish passenger car fleet would represent hundreds of GWh of battery capacity, with the investment in these batteries primarily made for transport purposes. As an illustration, five million vehicles with an average battery capacity of 50 kWh would provide a combined capacity of 250 GWh. Making even a limited share of this capacity available could provide a substantial contribution to flexibility and energy storage.

However, the share of battery capacity that can be utilised depends on technical and economic conditions, vehicle availability, and users' needs and preferences. The competitiveness of V2G will also depend on the costs and ease of making this flexibility available, including how these compare with alternative solutions such as stationary batteries.

In the short term, the greatest opportunity lies in making better use of the technology and controllability already available. Over the longer term, more interoperable systems, further developed business models and solutions capable of coordinating multiple resources and control signals will be needed. Users' transport requirements must remain a fundamental consideration, while the increasing complexity will largely need to be managed through automated services.

## Creating value for users and benefits for the electricity system

Smart Charging 2.0 shows that the foundations for deeper integration between electric mobility and the electricity system are already in place or are rapidly developing. The challenge is increasingly to translate technical capabilities into solutions that create value for users and market participants while delivering tangible benefits to the electricity system.

Regulatory frameworks and incentives need to evolve, with the design of new network capacity tariffs playing an important role in how charging is optimised. Enabling independent aggregation, including the roles of balancing service providers (BSPs) and flexibility service providers (FSPs), can also improve the conditions for aggregating distributed EV resources into meaningful volumes of flexibility. In addition, the procurement and verification of local flexibility need to be simplified, while unjustified barriers to bidirectional charging should be removed. Public support schemes and procurement should also include relevant, technology-neutral interoperability requirements, while independent, industry-wide testing of interoperability at system level should be supported, particularly for advanced functions such as V2G.

The direction of development is clearer than its final form. Smart charging is likely to play an increasingly important role in the electricity system, but the technologies, business models and market structures that ultimately prevail will depend on how technical capabilities, standards, incentives and user needs evolve together.

*This executive summary presents the main findings of Smart Charging 2.0, a Swedish research and innovation project. The full report, including methodology, detailed analyses and references, is available in Swedish.*

# Begrepp och förkortningar

I rapporten förekommer en rad begrepp och förkortningar som används inom området för laddning och elnät, och som kan vara nya för många. Här följer en sammanställning av begrepp och förkortningar med korta förklaringar.

**AFIR – Alternative Fuels Infrastructure Regulation**
EU-förordningen om utbyggnad av infrastruktur för alternativa drivmedel, förordning (EU) 2023/1804. Den innehåller bland annat krav på utbyggnad, tekniska egenskaper, betalningsmöjligheter, data och information för allmänt tillgänglig laddinfrastruktur.

**Aggregering**
Samordning av flera kunders elanvändning, produktionsresurser eller energilager så att de kan styras eller erbjudas gemensamt på elmarknaden eller på marknader för flexibilitets- och balanstjänster. En aktör som utför aggregering benämns ofta aggregator.

**API – Application Programming Interface**
Programmeringsgränssnitt som gör det möjligt för olika program, system och tjänster att utbyta information och funktioner på ett strukturerat sätt.

**Backend**
Bakomliggande IT-system som kommunicerar med och administrerar exempelvis laddstationer. Systemet kan bland annat hantera användare, behörigheter, priser, betalningar, övervakning och styrning. För laddinfrastruktur används även begrepp som CSMS och CPMS, beroende på systemets funktion och sammanhang.

**Battery swapping – batteribyte**
Teknik där ett fordonsbatteri byts mot ett laddat batteri i en särskild bytesstation, i stället för att batteriet laddas medan det sitter kvar i fordonet.

**BRP – Balance Responsible Party**
Balansansvarig part. En marknadsaktör, eller dess valda företrädare, som är ekonomiskt ansvarig för aktörens obalanser på elmarknaden. I Sverige gäller balansansvaret per elområde.

**BSP – Balancing Service Provider**
Leverantör av balanstjänster. En marknadsaktör med godkända förkvalificerade enheter eller grupper som kan erbjuda balanstjänster till Svenska kraftnät, exempelvis FCR, aFRR och mFRR.

**CPO – Charge Point Operator**
Laddningsoperatör som ansvarar för förvaltning och drift av en eller flera laddningspunkter och tillhandahåller laddningstjänsten till slutanvändaren, direkt eller på uppdrag av en leverantör av mobilitetstjänster. Rollen kan bland annat omfatta teknisk drift, övervakning, underhåll och tillgängliggörande av information.

**CPMS – Charge Point Management System**
Centralt system för administration, övervakning och styrning av laddningspunkter eller laddstationer. Begreppet används delvis överlappande med CSMS och är inte en enhetligt definierad marknadsroll eller standardterm.

**CPS – Certificate Provisioning Service**
Tjänst inom Plug & Charge-ekosystemet som används för att tillhandahålla kontraktscertifikat till fordon.

**CSMS – Charging Station Management System**
Centralt system för övervakning, administration och styrning av laddstationer. Systemet kommunicerar vanligen med laddstationerna genom OCPP och kan även integreras med andra system via exempelvis API.

**CSO – Charging Station Operator**
Se CPO.

**Demand response – efterfrågeflexibilitet**
Förändring av en elanvändares normala eller aktuella elanvändning som svar på marknadssignaler, exempelvis tidsvarierande elpriser, ekonomiska incitament eller aktivering av ett bud på en elmarknad. Efterfrågerespons är ett sätt att realisera efterfrågeflexibilitet.

**DSO – Distribution System Operator**
Systemansvarig för distributionssystemet, i Sverige ett elnätsföretag som driver distributionsnät. En DSO ansvarar bland annat för drift, underhåll och utveckling av elnätet inom sitt nätområde.

**Dubbelriktad laddning**
Laddning där energi kan överföras både från elnätet eller en lokal elanläggning till fordonsbatteriet och i motsatt riktning. Beroende på vart energin matas används bland annat begreppen V2G, V2H, V2B, V2L och V2X.

**EEBUS**
Öppet och tillverkaroberoende kommunikationsramverk för lokal energistyrning. EEBUS gör det möjligt för exempelvis energiledningssystem, laddutrustning, värmepumpar, batterier och solcellsväxelriktare att utbyta standardiserad information och samordna sin drift. Ramverket bygger bland annat på informationsmodellen SPINE och kommunikationsprotokollet SHIP. EEBUS-teknik används i standarder för lokal energistyrning, bland annat IEC 63380-serien.

**EMAID – E-Mobility Account Identifier**
Unik identifierare för ett elektromobilitetsavtal. EMAID används bland annat för att identifiera kundens avtal vid autentisering, roaming och Plug & Charge.

**EMP – E-Mobility Service Provider**
Se MSP.

**EMS – Energy Management System**
Energiednings- eller energihanteringssystem som övervakar, optimerar och styr energiflöden i exempelvis en byggnad, fastighet eller laddningsanläggning. Systemet kan samordna elbilsladdning, batterilager, solcellsproduktion och andra laster utifrån exempelvis effektgränser, elpriser, nätavgifter och användarnas behov.

**eMSP – e-Mobility Service Provider**
Se MSP.

**EPBD – Energy Performance of Buildings Directive**
EU direktiv om byggnaders energiprestanda. Direktivet innehåller bland annat bestämmelser om byggnaders energiprestanda samt krav på laddinfrastruktur och förberedelse för laddning vid byggnader.

**EVSE – Electric Vehicle Supply Equipment**
Utrustning särskilt avsedd för att överföra elektrisk energi från en elanläggning till ett elfordon och för den styrning, kommunikation och de **skyddsfunktioner** som krävs för energiöverföringen. Begreppet används i tekniska standarder och bör inte utan vidare likställas med den juridiska termen laddningspunkt.

**FCR – Frequency Containment Reserve**
Frekvenshållningsreserv. Balanstjänst som aktiveras automatiskt för att stabilisera frekvensen i elsystemet. I Norden används bland annat FCR-N för normaldrift och FCR-D för störningar.

**Flexibilitet**
Förmågan hos en resurs att förändra sin produktion eller användning av el, eller att lagra och senare återföra energi, som respons på exempelvis priser, styrsignaler eller behov i elsystemet. Flexibilitetsresurser kan förenklat delas in i **efterfrågeflexibilitet**, **produktionsflexibilitet** och **lagring**. Elbilsladdning kan utgöra efterfrågeflexibilitet, medan ett elbilsbatteri med dubbelriktad laddning även kan fungera som en lagringsresurs.

**FSP – Flexibility Service Provider**
Leverantör av flexibilitetstjänster. Funktionellt begrepp för en aktör som själv eller genom aggregering tillgängliggör flexibla resurser och erbjuder flexibilitet till exempelvis ett elnätsföretag eller på en flexibilitetsmarknad. Begreppet är bredare än den formella svenska marknadsrollen BSP.

**IEC – International Electrotechnical Commission**
Internationell standardiseringsorganisation som utvecklar och publicerar standarder inom elektriska, elektroniska och närliggande tekniska områden.

**IEC 61851**
Serie av internationella standarder för konduktiv laddning av elfordon. Standarderna behandlar bland annat elektrisk säkerhet, styrning och kommunikation mellan fordon och laddutrustning samt olika laddningssätt.

**IEC 63110**
Standardfamilj för hantering av infrastruktur för laddning och urladdning av elfordon. Omfattar bland annat arkitektur och kommunikationsflöden mellan laddinfrastruktur, styrsystem och andra aktörer i e-mobilitets- och elsystemet. Den första delen, IEC 63110–1, beskriver grundläggande definitioner, användningsfall och arkitektur.

**ISO 15118**
Serie av internationella standarder för digital kommunikation mellan elfordon och laddutrustning. Standardserien möjliggör bland annat Plug & Charge och informationsutbyte för smart laddning. ISO 15118–20 vidareutvecklar kommunikationen och innehåller bland annat stöd för dubbelriktad energiöverföring.

**Laddningslägen – Mode 1–4**
Laddningslägen för konduktiv laddning av elfordon enligt IEC 61851–1. **Mode 1** innebär AC-laddning från ett vanligt uttag utan särskild kommunikation eller kontrollfunktion i kabeln. **Mode 2** är AC-laddning från ett uttag med en kontroll- och skyddsenhet i laddkabeln. **Mode 3** är AC-laddning via särskild laddutrustning, exempelvis en laddbox eller laddstation, med grundläggande styrsignalering mellan fordon och laddutrustning. **Mode 4** är DC-laddning där omvandlingen från AC till DC sker i laddutrustningen och likström matas till fordonets batteri.

**Lokal flexibilitetsmarknad**
Marknad eller marknadsplats där flexibla resurser kan erbjudas för att tillgodose lokala eller regionala behov i elnätet. Flexibiliteten kan exempelvis bestå i att elanvändning, produktion eller lagring tillfälligt förändras. Köpare är vanligtvis ett elnätsföretag som behöver hantera nätbegränsningar eller utnyttja befintlig nätkapacitet effektivare.

**MSP – Mobility Service Provider**
Tjänsteleverantör som ger slutanvändare tillgång till laddtjänster, exempelvis genom en app, laddbricka eller ett abonnemang. En MSP kan bland annat hantera kundrelation, autentisering, betalning och tillgång till laddningspunkter från flera laddningsoperatörer. Termerna EMP och eMSP används också för motsvarande eller närliggande roll.

**OCPI – Open Charge Point Interface**
Öppet API-baserat protokoll för informationsutbyte mellan bland annat laddningsoperatörer, leverantörer av mobilitetstjänster och roamingplattformar. OCPI möjliggör exempelvis utbyte av information om laddningspunkters placering, tillgänglighet och priser samt hantering av autentisering, laddsessioner, fjärrstart, tariffer och debiteringsunderlag.

**OCPP (Open Charge Point Protocol) / IEC 63584**
Öppet kommunikationsprotokoll mellan laddstation och centralt styr- eller backendsystem (CSMS). OCPP utvecklas av Open Charge Alliance och har fått bred användning inom laddinfrastruktur. OCPP har även standardiserats inom IEC som standardfamiljen IEC 63584. OCPP 2.0.1 och OCPP 2.1 finns som IEC-standarder inom denna standardfamilj.

**OpenADR – Open Automated Demand Response**
Öppet kommunikationsprotokoll för automatiserat informationsutbyte kopplat till efterfrågeflexibilitet. Det kan bland annat användas för att överföra pris-, belastnings- och styrsignaler mellan energisystem och flexibla resurser.

**PCID – Provisioning Certificate Identifier**
Identifierare kopplad till ett fordons provisioning-certifikat inom ISO 15118 och Plug & Charge. Den används i processen för att koppla fordonet till och installera de certifikat som behövs för Plug & Charge.

**PnC/P&C – Plug & Charge**
Funktion inom ISO 15118 där fordon och laddinfrastruktur kan använda digitala certifikat för automatisk identifiering och auktorisering när fordonet ansluts. Funktionen gör det möjligt att starta och debitera en laddsession utan separat betalningskort, laddbricka eller app.

**Smart laddning**
Laddning där effekt eller tidpunkt för laddningen kan styras dynamiskt utifrån externa eller interna signaler och behov. I denna rapport används begreppet i en bredare betydelse som omfattar flera nivåer av styrning, se rapportens definition och smart laddningstrappan i kapitel 2.

**SoC – State of Charge**
Batteriets aktuella laddningsnivå, normalt uttryckt som en procentandel av dess tillgängliga energiinnehåll.

**SoH – State of Health**
Mått på batteriets hälsotillstånd och återstående prestanda jämfört med när batteriet var nytt. Bedömningen kan exempelvis baseras på återstående lagringskapacitet och intern resistans.

**Stödtjänster**
Tjänster som Svenska kraftnät använder för att balansera och hantera störningar i kraftsystemet. Flexibla resurser som elbilsladdning kan, om de uppfyller kraven, aggregeras och bidra till exempelvis FCR, aFRR och mFRR.

**TSO – Transmission System Operator**
Systemansvarig för överföringssystemet. En TSO ansvarar bland annat för drift och utveckling av transmissionssystemet samt för att upprätthålla balansen i kraftsystemet. I Sverige är Svenska kraftnät TSO.

**V1G – Vehicle-to-Grid, enkelriktad smart laddning**
Begrepp som ofta används för styrd, enkelriktad laddning där energi endast överförs till fordonsbatteriet, men där laddningens effekt eller tidpunkt kan anpassas efter exempelvis elpris, effektgränser eller andra styrsignaler. V1G ska skiljas från V2G, där energi även kan matas tillbaka från fordonet.

**V2B – Vehicle-to-Building**
Dubbelriktad laddning där energi från fordonsbatteriet används i en byggnad eller fastighet, exempelvis för att minska effekttoppar eller öka egenanvändningen av lokal elproduktion.

**V2G – Vehicle-to-Grid**
Dubbelriktad laddning där energi från fordonsbatteriet kan matas tillbaka till elnätet. V2G kan bland annat möjliggöra att elfordon används som flexibla resurser för balanstjänster, lokal flexibilitet eller andra behov i elsystemet.

**V2H – Vehicle-to-Home**
Dubbelriktad laddning där energi från fordonsbatteriet används i ett hushåll, exempelvis för att minska effekttoppar, öka egenanvändningen av solel eller ge reservkraft om den tekniska lösningen stödjer detta.

**V2L (Vehicle-to-Load)**
Teknik som möjliggör att el från ett elfordons batteri används för att försörja extern elektrisk utrustning, exempelvis verktyg eller maskiner, utan att elen matas in i en byggnad eller på elnätet.

**V2X – Vehicle-to-Everything**
Samlingsbegrepp för all dubbelriktad laddning som inkluderar både V2B, V2H, V2G, V2L, mm.

**VPP (Virtual Power Plant), virtuellt kraftverk**
Ett system där flera distribuerade energiresurser samordnas och styrs som en gemensam resurs, exempelvis för energioptimering eller aggregering av flexibilitet.

# *Block A: Utgångspunkter, nuläge och användning*

Den första delen av rapporten beskriver projektets utgångspunkt och syfte och lägger grunden för de efterföljande analyserna. Här behandlas vad som avses med smart laddning, hur det befintliga beståndet av laddinfrastruktur ser ut, vilken teknisk förmåga till smart laddning som finns idag och hur smart laddning används idag.

**1. Inledning**
**2. Definitioner av smart laddning**
**3. Befintligt bestånd av laddinfrastruktur**
**4. Hur används smart laddning idag?**

## 1. Inledning

Elektrifieringen av vägtransporter innebär mer än att förbränningsmotorn ersätts med en elektrisk drivlina. När fordonet blir elektriskt och uppkopplat blir det samtidigt en del av energisystemet. Fordonet behöver inte längre enbart betraktas som ett transportmedel, utan också som flexibel och styrbar elanvändning och, vid dubbelriktad laddning, potentiellt som en energiresurs.

Det innebär att laddningen blir en länk mellan två system som tidigare i stor utsträckning varit separerade: transportsystemet och elsystemet. När och hur ett fordon laddas påverkas fortfarande av transportbehovet – när fordonet ska användas, hur långt det ska köras och hur mycket energi som behövs – men laddningen kan samtidigt anpassas efter exempelvis elpris, lokal nätkapacitet, fastighetens effektuttag och behov av flexibilitet i elsystemet.

Smart laddning handlar därför ytterst om att samordna dessa behov. Potentialen är betydande, men innebär också nya krav på teknik, kommunikation, ansvarsfördelning, affärsmodeller, värdekedjor och användare. I takt med att laddningen blir mer integrerad i energisystemet blir frågan inte bara om fordonet kan laddas, utan när, med vilken effekt, utifrån vilka signaler och vem som ska ha rätt att påverka laddningen.

Projektet Smart laddning 2.0 har initierats för att öka kunskaperna på det här området. Projektet har letts av Power Circle och genomförts i samverkan med Chalmers, Checkwatt AB och Zaptec Sverige AB, med finansiering från FFI, Fordonsstrategisk forskning och innovation. En referensgrupp har också inrättats bestående av en bredd av aktörer inom branschen. Arbetet har genomförts inom ramen för ett antal arbetspaket och omfattat bland annat intervjuer, kartläggningar, modelleringar, enkäter, workshops och en desktopstudie. Projektet har även resulterat i ett faktablad och två vetenskapliga artiklar. Arbetet har pågått från januari 2025 till november 2026.

Intervjustudien omfattar 29 intervjuer med aktörer från olika delar av värdekedjan för elbilsladdning och smart laddning. De intervjuade representerar bland annat laddoperatörer, leverantörer av laddutrustning och back-end-system, aggregatorer, fordonstillverkare, energi- och elnätsföretag, myndigheter, forskningsinstitut, en branschorganisation samt transportsektorn. Intervjuerna har använts som underlag i flera delar av projektet för att fånga erfarenheter av hur smart laddning

används i praktiken och vilka tekniska, regulatoriska och marknadsmässiga möjligheter och hinder som aktörerna ser.

Syftet har varit att dels skapa en nulägesbild av hur redo den befintliga laddinfrastrukturen är för smart laddning, dels att undersöka vilka styrsignaler och incitament som behöver komma på plats för att underlätta för smart laddning. I detta arbete har ingått att studera hur elbilars laddning påverkar det lokala elnätet, och att se om en förenklad modell för lokal flexibilitet kan utvecklas genom ett öppet ramverk och API. En del av projektet har även varit att testa de teoretiska resultaten i en demonstrator med olika sorters laddinfrastruktur.

Bland projektets mål finns förutom nuläges- och behovsbilden en framtidsprognos för hur de tekniska möjligheterna för smart laddning kan komma att se ut, samt att analysera behovet av regulatoriska förändringar.

Målgrupperna för projektet innefattar myndigheter, elnätsbolag, laddoperatörer, aggregatorer, transportaktörer, fordonstillverkare och fastighetsägare, som alla på olika sätt kan dra nytta av en höjd kunskapsnivå om smart laddning och av de utvecklade tekniska lösningarna.

Rapporten syftar därmed till att belysa både potentialen i att integrera elfordon i elsystemet och vad som i praktiken krävs för att denna potential ska kunna realiseras. **Rapporten rör sig därför från den tekniska förmågan i fordon och laddinfrastruktur till de system, aktörer, regelverk och incitament som avgör hur denna förmåga kan användas i praktiken.**

## 2. Definitioner smart laddning

Det finns ingen entydig definition av smart laddning. Begreppet används för allt från relativt enkel tidsstyrning av laddning till avancerad optimering där laddningen samordnas med transportbehov, elpriser, lokal nätbelastning och marknader för flexibilitet och stödtjänster. Att smart laddning som begrepp kan tolkas väldigt brett och kan betyda många olika saker har blivit än tydligare genom de många kontakter som hållits med aktörer i ekosystemet för e-mobilitet inom projektet. Exempelvis för en aktör som agerar inom elnätet är smart laddning kanske något som framför allt sänker kostnader eller genererar intäkter ur ett elsystemsperspektiv, medan det för en fordonstillverkare kanske handlar om att sänka laddkostnader för kunden i första hand samt att ta hand om elbilsbatteriet på ett optimalt sätt. För en transportanvändare kan laddning som är välanpassad efter körmönster och laddbehov vara den viktigaste typen av smart laddning. För att kunna bygga kunskap kring området är det därför viktigt att definiera smart laddning så att det blir tydligt vad och vilken typ av smart laddning, med vilket syfte och i vilka sammanhang, som diskuteras.

När det gäller officiella definitioner finns det få sådana, och de definitioner som projektet kunnat hitta är relativt generella. Inom EU-förordningen AFIR definieras smart laddning som:

*"en laddningsfunktion där intensiteten på den elektricitet som överförs till batteriet justeras i realtid, baserat på information som tas emot genom elektronisk kommunikation*".

I ett pågående arbete inom Sustainable Transport Forum för att harmonisera datautbyte och

terminologi mellan olika aktörer och system inom smart laddning definierar arbetsgruppen en smart laddnings-operation som:

*"en kontrollerad energiöverföringsoperation som influerar faktiskt laddbeteende, vilken kan vara en- eller bidirektionell. Kontrollen över energiöverföringen koordineras mellan laddstationen och elfordonet och är justerbar över tid."*

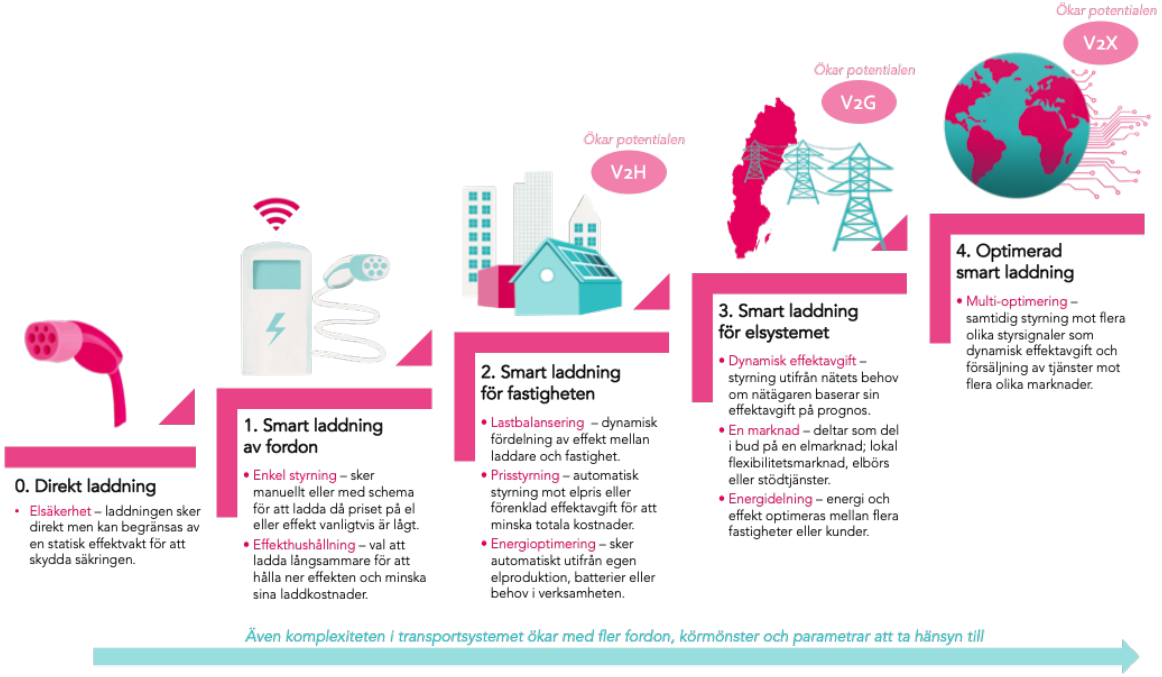
Att arbetsgruppen skapat en ny definition motiveras genom att definitionerna i EU-direktiv är för vaga och att det inte finns någon konsensus kring begreppet smart laddning i den officiella IEC-databasen (ej standardiserat).

De befintliga definitionerna beskriver det övergripande konceptet och vad som händer rent fysiskt vid smart laddning, men ger ingen ytterligare indikation över hur komplex laddningen är i övrigt. Power Circle tog 2020 därför fram en trappa med fem steg inom smart laddning som syftade till att beskriva hur smart laddningen är baserat på hur komplex styrningen är, hur integrerad den är med behoven från elsystemet, samt vilka styrsignaler man kan styra på. I denna rapport används trappan som en utgångspunkt för att beskriva vad som avses med olika former av smart laddning.

Inom Smart laddning 2.0 har trappan uppdaterats utifrån ny kunskap och återkoppling från branschaktörer och experter för att bättre spegla hur smart laddning ser ut 2025/2026. Ambitionen har bland annat varit att tydligare spegla förmågorna i dagens laddinfrastruktur och att även ta hänsyn till komplexiteten i optimeringen utifrån transportbehovet. För att behålla en överskådlig modell behandlas transportdimensionen dock inte som ytterligare steg i trappan, utan som en kompletterande dimension. Den uppdaterade trappan bygger på projektets intervjustudie och referensgrupp samt interna workshops och en extern workshop med branschaktörer vid Nordic Mobility Expo den 20 maj 2026.

Trappan, se figur 1 nedan, sträcker sig från steg noll med direkt laddning, där fordonet laddar med största möjliga effekt direkt när den kopplas in, till steg fyra där laddningen optimeras dynamiskt utifrån flera olika behov, incitament och styrsignaler samtidigt.

Värt att notera är att laddningen kan befinna sig på ett visst steg i trappan, även om inte alla punkter som listas i det steget är uppfyllda. Det är också möjligt att befinna sig på flera steg samtidigt, exempelvis steg 2 och 3.




*Figur 1. Power Circle Smart laddningstrappa 2.0. Trappan tar avstamp i definitionen som togs fram i Power Circles faktablad "Vad är Smart Laddning?" 2020 och har uppdaterats utifrån projektresultaten i Smart Laddning 2.0.*

En utförlig beskrivning av smart laddningstrappan finns i faktabladet *"Vad är Smart Laddning?"* av Power Circle[1]. Här återger vi en kort beskrivning av de olika stegen, som kan vara användbar att känna till för den följande analysen i rapporten.

**I steg 1 – smart laddning av fordon** – är styrningen enkel och sker främst manuellt eller med ett schema som tar hänsyn till tider då priset på el eller effektavgifter ofta är förmånliga. Här ingår även begränsning av effekten för att hushålla med resurser generellt. Fokus är här på att göra laddningen av fordonet billigare för ägaren på ett enkelt sätt.

**I steg 2 – smart laddning för fastigheten** – används lastbalansering vilket innebär att effekten fördelas dynamiskt mellan laddning och annan effektkrävande utrustning i hushållet som till exempel värmepump och varmvattenberedare. I vissa fall är laddningen den enda styrbara resursen som anpassar sig efter övriga hushållet, medan andra lösningar har möjlighet att styra flera av resurserna. I det här steget sker ofta även en automatisk optimering mot elpris eller en enkel tidsbestämd effektavgift. Steget kan även innebära en automatisk optimering mot egen elproduktion, eget batteri och andra behov i fastigheten eller verksamheten. Möjligheten till *Vehicle to Home* (V2H), där fordonet kan lagra el och sedan skicka tillbaka till fastigheten vid behov, kan ytterligare öka potentialen i detta steg. Fokus är här på att optimera nytta och kostnad för den egna verksamheten, hushållet eller fastigheten.

**I steg 3 – smart laddning för elsystemet** – tar styrningen automatiskt hänsyn till en dynamisk effektavgift, vilket innebär att den utgår från hur belastat elnätet är just nu. I dagsläget är det få elnätsbolag som erbjuder denna typ av effektavgift. Den flexibilitet som laddningen möjliggör kan också användas för att delta på en elmarknad, på stödtjänstmarknaden eller på lokala

[1] Power Circle (2026), *Vad är smart laddning?*, https://powercircle.org/vad-ar-smart-laddning-2/

flexibilitetsmarknader. *Vehicle to Grid* (V2G), där fordonet kan leverera el tillbaka till elnätet genom dubbelriktad laddning, kan tillföra ytterligare potential i steg 3. Fokus är här på att även bidra med faktisk nytta till det omkringliggande elsystemet.

**I steg 4 – optimerad smart laddning** – styrs laddningen dynamiskt av flera olika signaler baserade på exempelvis effektavgifter, kvartspris, stödtjänster, lokala flexibilitetsmarknader, egen elproduktion, körmönster och elanvändning i fastigheten. Här finns även möjlighet till *Vehicle to Everything* (V2X), vilket innebär att fordonet kan kommunicera med sin omgivning och skicka eller dela energi med såväl enskild utrustning, fastigheter och elnätet. Fokus är här på en komplex optimering där både kundens behov, kostnad och nytta ställs mot elsystemets behov vid varje tidpunkt och där olika strategier används beroende på situation och vart laddningen ger mest värde.

Utöver de fyra stegen av smart laddning finns en ytterligare dimension som inte fullt ut fångas av trappan: komplexiteten i optimeringen utifrån transportbehovet. Transportuppdraget utgör ett randvillkor för den smarta laddningen och får generellt inte äventyras. För en enskild personbil kan detta vara relativt enkelt att hantera, medan optimeringen blir mer komplex för exempelvis fordonsflottor där flera fordon, körmönster, laddbehov och transportuppdrag behöver samordnas. I takt med att transportbehovet blir mer komplext förändras därmed också de förutsättningar som övrig optimering har att utgå från.

# 3. Befintligt bestånd av laddinfrastruktur

För att förstå hur redo den nuvarande laddinfrastrukturen är för smart laddning och vilken teknisk kapacitet som finns är det viktigt med statistik och data över vilken laddinfrastruktur som finns installerad i olika tillämpningar, vilka tekniska förmågor den har, samt hur lätt hårdvara och mjukvara går att uppgradera i infrastrukturen utifrån nya krav.

När det gäller statistik för laddinfrastrukturen har Energimyndigheten sedan januari 2025 ett nytt statistikområde där statistik för laddinfrastruktur ingår. För publik laddning är NOBIL en central öppen datakälla. NOBIL är en nordisk databas över laddstationer, där Energimyndigheten sedan 2021 ansvarar för den svenska delen. Dessförinnan administrerades den svenska delen av Power Circle, som också använder data från NOBIL som underlag för statistik över publik laddinfrastruktur i statistiktjänsten ELIS – Elbilen i Sverige. Uppgifter till NOBIL tillhandahålls av laddstationsaktörer, bland annat genom automatiserat datautbyte via standardprotokollet OCPI eller genom manuell registrering.

För icke-publik laddning saknas heltäckande statistik. Energimyndigheten konstaterar att officiella data över antalet icke-publika laddningspunkter saknas och uppskattar att antalet är i storleksordningen tio gånger större än antalet publika laddningspunkter[2]. En förklaring är att det saknas ett heltäckande register och en generell skyldighet att rapportera icke-publika laddningspunkter till ett sådant register. Incitamenten att frivilligt registrera laddpunkterna är också

[2] Energimyndigheten (2025), *ER 2025:36 Effektivare stöd för laddinfrastruktur*, https://www.energimyndigheten.se/4af2ba/globalassets/klimat/laddinfrastruktur/effektivare-stod-for-laddinfrastruktur.pdf

svagare än för publik laddning, där operatörerna har ett intresse av att laddstationerna är sökbara i kart- och navigationstjänster.

För att komma så nära en heltäckande bild som möjligt har vi sammanställt tillgängliga uppgifter från flera olika källor. För icke-publik laddning används statistik från Naturvårdsverket (Ladda bilen och övriga klimatklivet)[3] och från Skatteverket för skattereduktionen för grön teknik[4], kompletterad med uppgifter från branschaktörer. För publik laddning används uppgifter från ELIS[5], ChargeFinder[6] och Naturvårdsverket. Källorna har olika täckning och mäter delvis olika saker, exempelvis laddstationer, laddpunkter i beviljade stödärenden och köpare som fått skattereduktion. De ska därför inte betraktas som direkt jämförbara mått på det installerade beståndet. I de tre följande figurerna redovisas uppgifterna separat för icke-publik laddning, publika laddstationer och publika laddpunkter.

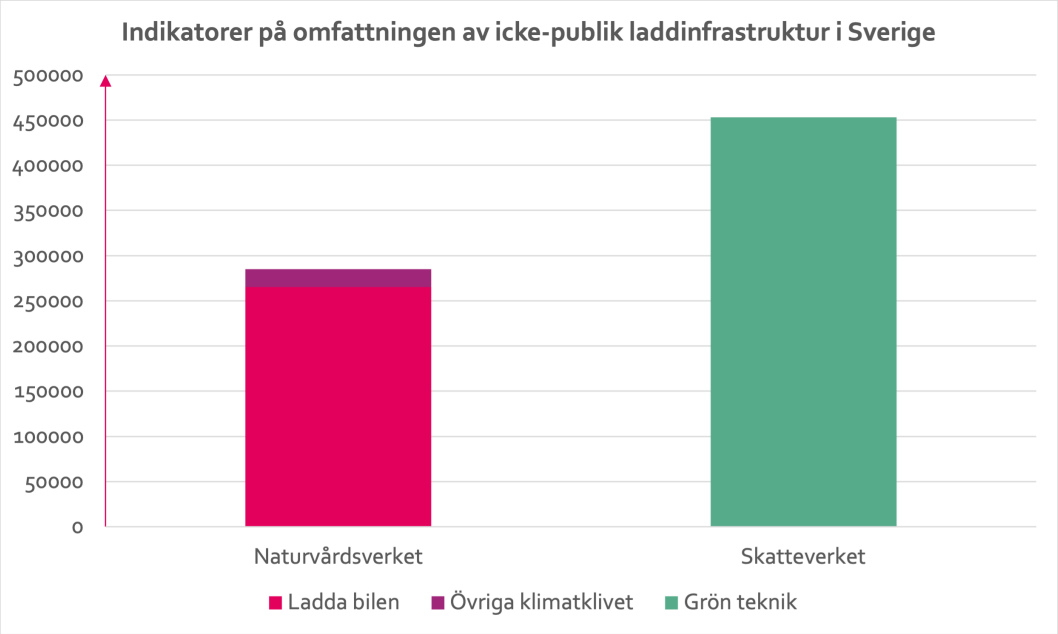
Det första diagrammet ger en indikation på omfattningen av icke-publik laddning. Uppgifterna från Naturvårdsverket omfattar omkring 285 000 icke-publika laddpunkter i beviljade stödärenden inom Ladda bilen och övriga Klimatklivet till och med december 2025, inklusive laddpunkter som ännu inte hade installerats. Uppgifterna från Skatteverket avser drygt 450 000 köpare som fått godkänd skattereduktion för grön teknik för installation av laddpunkt under perioden 2021 till oktober 2026. Statistiken bygger på genomförda och betalda installationer, men redovisas som antal köpare snarare än antal laddpunkter.

Sammantaget uppgår dessa indikatorer till cirka 735 000. Eftersom stöden huvudsakligen riktar sig till olika mottagargrupper och dubbelfinansiering av samma installation inte är tillåten bedöms risken för överlappning mellan stödformerna vara begränsad. Uppgifterna mäter dock delvis olika saker och summan ska därför inte tolkas som ett verifierat antal installerade icke-publika laddpunkter. Konkurrensverket använde en liknande metod och uppskattade att Ladda bilen och grön teknik tillsammans omfattat minst 430 000 nytillkomna icke-publika laddpunkter till och med tredje kvartalet 2024, eller cirka 465 000 inklusive det tidigare Ladda hemma-stödet[7]. Det senare stödet ingår inte i den här sammanräkningen.

Som jämförelse fanns i oktober 2026 närmare 500 000 elbilar (BEV) och cirka 388 000 laddhybrider (PHEV) i Sverige, motsvarande omkring 18 procent av personbilsflottan[8]. Antalet laddbara fordon kan dock inte direkt jämföras med antalet laddpunkter, eftersom en laddpunkt kan användas av flera fordon och tillgången till privat laddning varierar mellan användare och boendeformer.

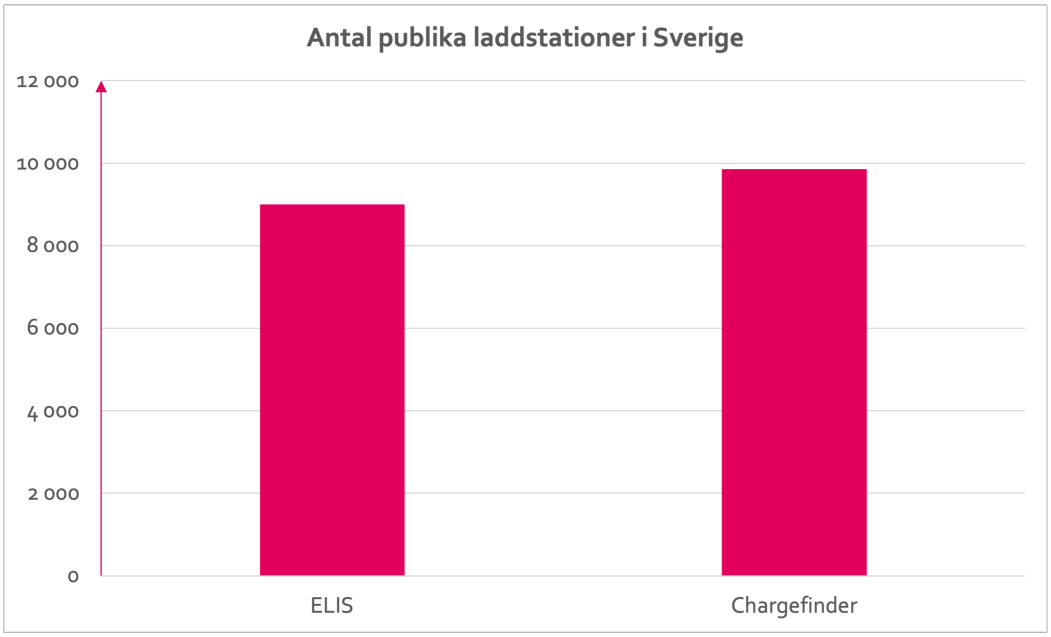
---

[3] Naturvårdsverket (2026). Klimatklivet lägesbeskrivning 2026. https://www.naturvardsverket.se/globalassets/amnen/klimatomstallning/klimatklivet/dokument/klimatklivet-lagesbeskrivning-2026.pdf
[4] Skatteverket (2026). Skattereduktioner och stödåtgärder. https://www.skatteverket.se/omoss/varverksamhet/statistikportalen/skattereduktionerochstodatgarder.4.3152d9ac158968eb8fd1d40.html
[5] Power Circle (2026). ELIS – Elbilen i Sverige. https://powercircle.org/statistik/
[6] ChargeFinder (2026). Sverige – Statistik. https://chargefinder.com/se/stats/country/sweden
[7] Konkurrensverket (2025). Konkurrensen från offentliga aktörer på marknaden för hemmaladdning. https://www.konkurrensverket.se/globalassets/dokument/informationsmaterial/rapporter-och-broschyrer/rapportserie/rapport_2025-2.pdf
[8] Power Circle (2026), ELIS – Elbilen i Sverige. https://powercircle.org/elbilsstatistik/



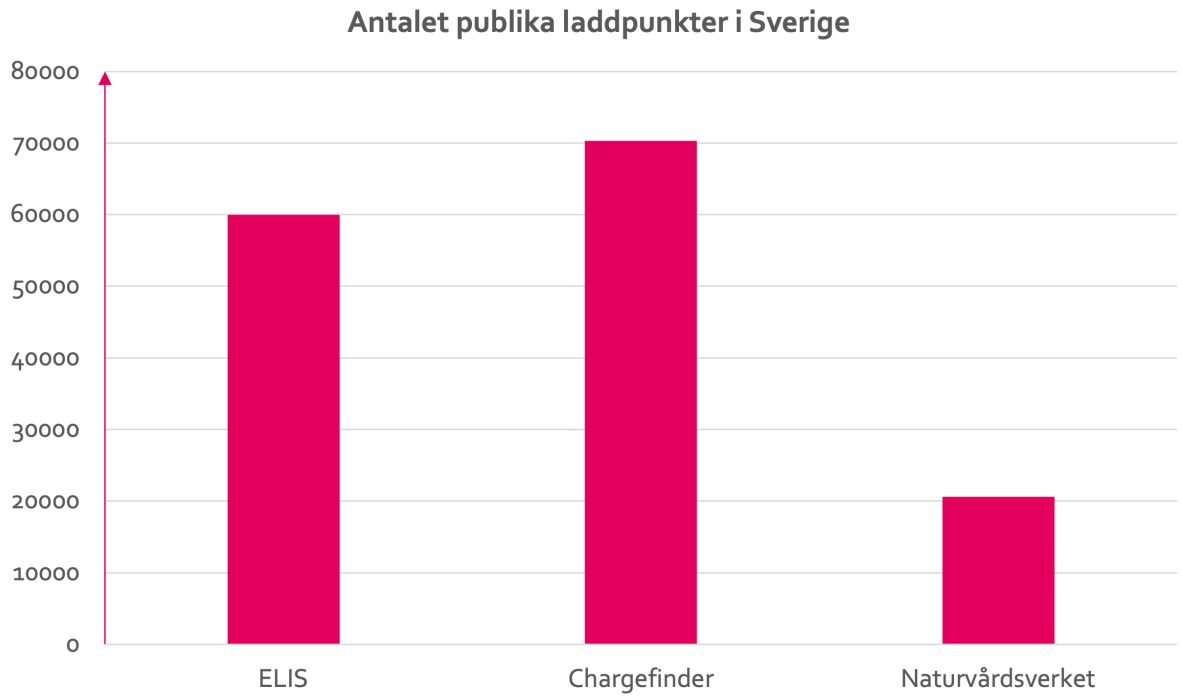

*Figur 2. Indikatorer på omfattningen av icke-publik laddinfrastruktur i Sverige enligt Naturvårdsverket (till och med 2025) och Skatteverket (oktober 2026). Den indikativa summan uppgår till cirka 735 000, men källorna mäter olika företeelser och resultatet motsvarar inte ett verifierat antal installerade laddpunkter.*

Nästa diagram visar antalet publika laddstationer enligt ELIS – Elbilen i Sverige – som bygger på data från NOBIL, samt enligt ChargeFinder. Uppgifterna avser samma tidpunkt, september 2026, men bygger på olika datakällor och insamlingsmetoder. Siffrorna ligger relativt nära varandra och ger en samstämmig bild av storleksordningen på antalet publika laddstationer i Sverige.




*Figur 3. Antal publika laddstationer i Sverige enligt ELIS och ChargeFinder (september 2026).*

Det tredje diagrammet visar antalet publika laddpunkter enligt ELIS, ChargeFinder och Naturvårdsverket. Uppgifterna från ELIS och ChargeFinder avser registrerade publika laddpunkter i september 2026, medan Naturvårdsverkets uppgift avser publika laddpunkter i beviljade stödärenden inom Klimatklivet till och med 2025 och därmed inte det totala publika beståndet. Uppgifterna från Naturvårdsverket är därför inte direkt jämförbara med ELIS och ChargeFinder.




*Figur 4. Antal publika laddpunkter i Sverige enligt ELIS (september 2026), ChargeFinder (september 2026) samt laddpunkter i beviljade stödärenden enligt Naturvårdsverket (2025).*

Skillnaderna mellan de redovisade uppgifterna för publik laddinfrastruktur kan till stor del förklaras av att källorna är uppbyggda för olika syften och samlar in uppgifter på olika sätt. NOBIL är en databas där laddstationsaktörer lämnar uppgifter om sina laddstationer, normalt genom automatiserat datautbyte via standardprotokollet OCPI eller genom manuell registrering. Energimyndigheten ansvarar för den svenska delen av databasen och använder ögonblicksbilder av dess innehåll för statistik över publik laddinfrastruktur. NOBIL är alltså i första hand utformad för att tillhandahålla aktuell information om laddstationer. Vilka aktörer och laddpunkter som finns registrerade och hur uppgifterna uppdateras påverkar den bild av det historiska beståndet som kan utläsas ur databasen.

ChargeFinder är i stället en kommersiell kart- och informationstjänst som sammanställer uppgifter från flera laddnätverk och andra datakällor. Informationen kan dessutom kompletteras av användare, exempelvis genom att saknade laddstationer läggs till eller befintliga uppgifter uppdateras. ChargeFinder kan därmed fånga laddstationer som inte finns registrerade i NOBIL, samtidigt som skillnader i hur stationer, laddpunkter och deras status hanteras kan påverka jämförbarheten mellan källorna.

Även ChargeFinder ger främst en bild av det aktuella beståndet eftersom tjänsten inte tillhandahåller historiska data. Att ChargeFinder redovisar fler publika laddpunkter än ELIS/NOBIL behöver därför inte innebära att någon av källorna är felaktig, utan kan vara en följd av skillnader i datakällor, täckning och hur registren löpande uppdateras.

Naturvårdsverkets uppgifter skiljer sig mer principiellt från både ELIS/NOBIL och ChargeFinder. De avser laddpunkter i beviljade stödärenden inom Klimatklivet och är därför inte avsedda att beskriva hela det installerade publika beståndet. Uppgifterna omfattar endast laddinfrastruktur som beviljats stöd och kan samtidigt inkludera laddpunkter som vid den aktuella tidpunkten ännu inte hade installerats. Skillnaden mot ELIS och ChargeFinder speglar därför framför allt att Naturvårdsverkets statistik mäter en annan del av utbyggnaden.

Uppgifterna från de 13 branschaktörer som deltagit i projektets enkät ger en liknande bild av omfattningen. Aktörerna uppgav tillsammans att de hade kontroll över eller hade levererat produkter till mellan 680 000 och 830 000 laddpunkter i Sverige. Viss dubbelräkning kan förekomma eftersom flera aktörer kan vara kopplade till samma laddpunkt. Uppgifterna innehåller både publik och icke-publik laddning och är därför inte direkt jämförbara med stödstatistiken. Men då den publika laddinfrastrukturen är känd stärks ändå bilden av att den icke-publika laddinfrastrukturen är omfattande. Enkäten och dess respondenter presenteras längre fram i kapitlet.

Utbyggnaden av laddinfrastruktur är i hög grad beroende av utrullningen av laddbara fordon och förväntningen på densamma. Sett till den publika laddinfrastrukturen har utvecklingen i stort varit linjär sedan starten men med en tempoökning från 2023, där antalet publika laddpunkter stadigt ökat månad för månad. Andelen elbilar i nybilsförsäljningen har däremot utvecklats exponentiellt till en början för att de senaste åren stabiliserats på en nivå omkring 40 % av nybilsförsäljningen. Den förväntade utvecklingen var dock att utvecklingen i Sverige skulle gå mer i linje med våra grannländer Norge och Danmark, och därför lyfter många ägare av publik laddinfrastruktur att de har låg beläggning och att antalet elfordon på våra vägar behöver öka för att få lönsamhet i infrastrukturen. Power Circles senaste prognos[9] pekar emellertid på att elbilsadaptionen kan komma att ta fart igen under kommande år.

Ett sätt att beskriva utbyggnaden av publik laddinfrastruktur är antalet publika laddpunkter i förhållande till antalet laddbara bilar, ofta kallat CPEV (Charge Points per Electric Vehicle). Ett annat mått är uppfyllelsen av EU AFIR-krav, som utgår från den sammanlagda installerade publika laddeffekten i förhållande till antalet registrerade elbilar och laddhybrider. Enligt tillgänglig statistik uppfyller Sverige, liksom många andra EU-länder, AFIR krav med god marginal[10].

Skillnaderna mellan länder är samtidigt stora. Nederländerna utmärker sig exempelvis genom ett mycket stort antal publika laddpunkter per elbil, vilket bland annat hänger samman med en omfattande utbyggnad av publik normalladdning i bostadsområden där möjligheten till privat laddning ofta är begränsad. Varken antalet laddpunkter per fordon eller uppfyllelsen av AFIR-kraven

[9] Power Circle (2026), *Prognos för elbilsmarknaden I Sverige 2026–2035*. https://powercircle.org/prognos-for-elbilsmarknaden-i-sverige-2026-2035/
[10] EU (2026), *Target tracker*. https://alternative-fuels-observatory.ec.europa.eu/transport-mode/road/european-union-eu27/target-tracker [Hämtad: 15 oktober 2026]

ger dock ensamt en fullständig bild av laddinfrastrukturens tillgänglighet, geografiska fördelning eller hur väl den möter användarnas behov. Jämförelser påverkas också av skillnader i datakällor och definitioner.

## 3.1 Hur ser förmågan till smart laddning ut?

I intervjustudien som Power Circle gjort med aktörer från hela värdekedjan kring smart laddning ställdes frågor om förmågan till smart laddning i befintlig infrastruktur och om de kunde uppskatta hur redo olika delar av infrastrukturen är för olika typer av smart laddning. Det som tydligt framgick, enligt de aktörer i studien som hade kunskap inom området, är att det finns betydliga skillnader mellan olika segment av laddinfrastruktur.

Generellt sett är uppfattningen hos aktörerna att nästan alla laddare i dagsläget har möjlighet till uppkoppling och någon typ av förmåga till smart laddning eller att styras. En liten svans av laddare på marknaden som är gamla och inte hunnit bytas ut, är däremot inte styrbara. Enligt flera aktörer rör det sig om max 10 % av det befintliga beståndet.

Möjligheten att tidsförskjuta laddningen är generellt större i hemmaladdning, depåladdning och annan destinationsladdning än vid publik snabbladdning, där användaren normalt förväntar sig att kunna ladda så snabbt som möjligt. Samtidigt kan effektstyrningen vara avancerad även i anläggningar med korta laddsessioner, exempelvis när många laddpunkter delar på begränsad tillgänglig effekt. Även i flerbostadshus, depåer och arbetsplatser kan effektstyrningen vara smart av den här anledningen. Lösningar för lastbalansering i hela fastigheten är dock lättare att åstadkomma i småhus.

Trots att tekniken finns på plats är branschens generella bild att smart laddning fortfarande är relativt begränsad i laddinfrastrukturen. Den smarthet som används sträcker sig till manuellt inställda laddscheman och fokus på att optimera utifrån huvudsäkringen och förväntad prisbild på kvartspriset, om kvartspris används. Enligt Flexläget 2026[11] var det enbart 15 % av svenska hushållskunder som hade kvartspris – de flesta hushåll har månadspris på el. I den studie som Chalmers gjort på ca 400 elbilsägare var det i stället ca 30 % som hade kvartspris.

Mer avancerad laddning med dynamisk styrning där större hänsyn tas till marknadsbaserade prissignaler från elsystemet är redan tekniskt möjligt idag, men används i låg utsträckning. Det beror bland annat på bristande mognad och låg efterfrågan på kundsidan samt på att incitamenten för aktörerna i ekosystemet inte är tillräckligt starka eller stabila för att motivera både investeringen och risken som utvecklingskostnaderna innebär. Detta är även skälet till att de mer avancerade standarder som redan publicerats inte implementeras i den takt som förväntats i produkterna.

Ett undantag är elnät där effektavgifter börjat introduceras vilket gör att aktörerna ser större incitament att sänka avgiften genom mer avancerad styrning. En utmaning är då att börja styra på två oberoende variabler – effektavgift och elpris. När den här rapporten skrivs väntar dock många aktörer med sådan styrning eftersom regeringen beslöt att stoppa kravet på effektavgifter i mars

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

2026, efter omfattande debatt om utformningen. Förslag på en ny utformning ska presenteras i april 2027 av Ei som fått i uppdrag av regeringen att ta fram en sådan[12].

Ett annat undantag är laddning som används för att delta på stödtjänstmarknader. Detta sker via aggregatorer och ofta genom leverantörsspecifika lösningar, där laddningen styrs automatiskt inom de ramar som användaren har satt. Ett exempel är Tibbers Grid Rewards, där elbilsladdning aggregeras och kan startas eller pausas för att bidra till balanseringen av elsystemet.

Det finns alltså en tydlig skillnad mellan teknisk förmåga och faktisk användning. En stor del av det installerade beståndet har tekniska förutsättningar för någon form av styrning, men dessa förmågor används i betydligt mindre utsträckning för mer avancerad smart laddning.

Uttryckt med laddtrappans nivåer innebär det att den tekniska förmågan i många fall sträcker sig längre än de steg som faktiskt används i dag.

Enligt de aktörer som intervjuats i projektet finns det mycket utveckling kvar för att kunna optimera laddningen utifrån användarens transportbehov och olika behov och styrsignaler i elsystemet. Hur en sådan lösning ska se ut kompliceras ytterligare av att laddningen kan styras från olika komponenter och aktörer i systemet. Styrningen kan exempelvis ske via bilen, laddboxens bakomliggande system, en tredjepartstjänst eller ett centralt energiledningssystem (EMS) i fastigheten. Flera sådana system kan också samverka, där olika aktörer och system optimerar laddningen utifrån olika behov och styrsignaler. Hur styrningen sker och vilka system som behöver samverka påverkar vilka smarta funktioner som kan realiseras. Integration mellan olika system och aktörer är idag fortfarande en utmaning.

## 3.2 Enkät om teknisk förmåga och styrning

För att komplettera intervjuerna genomfördes en enkät riktad till aktörer med insyn i befintlig laddinfrastruktur och system för styrning av laddning. Respondenterna fick bland annat uppskatta vilka former av smart laddning deras befintliga laddbestånd tekniskt kan hantera, vilka standarder som stöds idag och bedöms stödjas 2030 samt från vilka delar av systemarkitekturen olika typer av styrning sker idag och förväntas ske framöver.

Antalet svar varierade mellan frågorna. Resultaten ska därför inte tolkas som statistiskt representativa för hela det svenska laddbeståndet, utan som en bild av förmåga och utvecklingsriktning hos de aktörer som deltagit i enkäten.

Enkäten besvarades av 13 respondenter som representerar olika delar av ekosystemet för laddinfrastruktur och flexibilitet. Bland respondenterna finns laddoperatörer och leverantörer av laddtjänster, tillverkare av laddutrustning, leverantörer av back-end- och styrsystem samt aggregatorer och flexibilitetsleverantörer. Respondenterna omfattar därmed aktörer från flera delar av den värdekedja som krävs för att möjliggöra smart laddning.

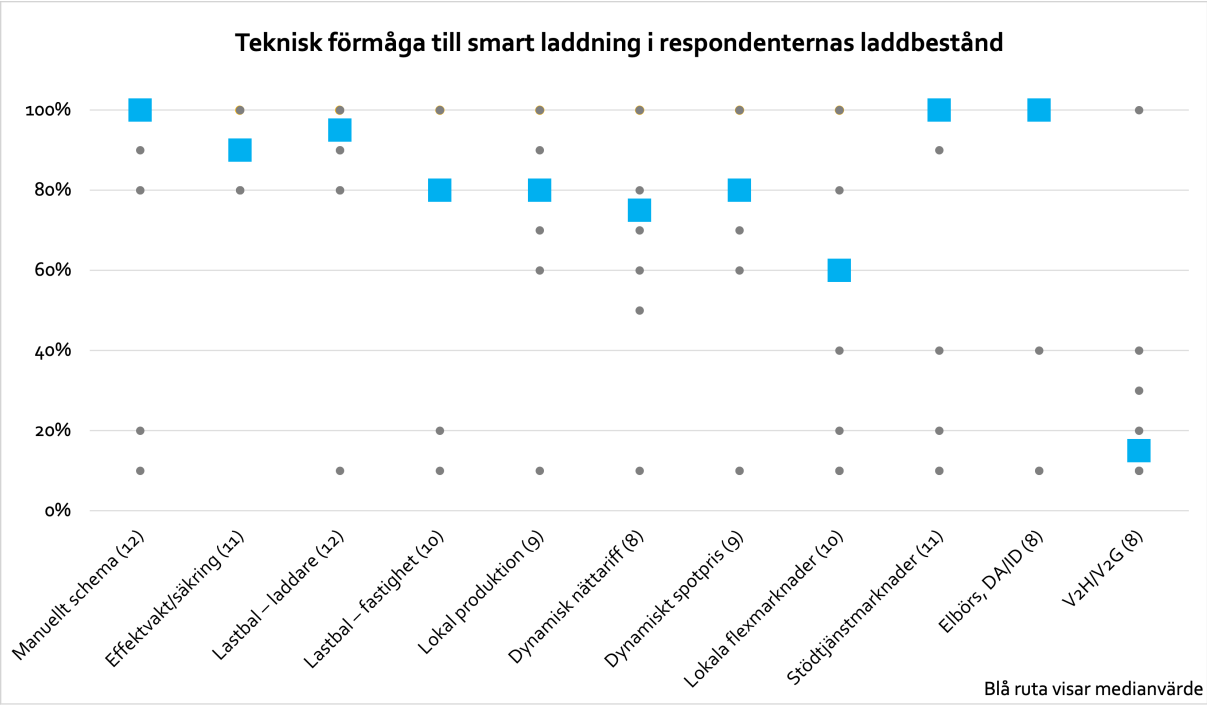
[12] Klimat- och näringslivsdepartementet (2026), *Krav på införande av effektavgifter stoppas*. https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2026/03/krav-pa-inforande-av-effektavgifter-stoppas/

De 13 aktörerna representerar tillsammans en avsevärd del av befintlig laddinfrastruktur. Sammantaget uppgav respondenterna att de hade kontroll över eller levererat produkter till mellan 680 000 och 830 000 laddpunkter i Sverige. Flera av dessa är sannolikt dubbelräknade eftersom uppgifter från olika aktörer kan avse samma laddpunkt.

Enkätsvaren ger bilden av ett laddbestånd där grundläggande former av styrning redan har stor teknisk utbredning i respondenternas laddbestånd, samtidigt som förmågan varierar mer mellan aktörerna för mer avancerade funktioner. Resultaten pekar också mot ett ökat stöd för nyare standarder fram till 2030 och mot att styrningen i vissa avseenden kommer att involvera flera delar av systemarkitekturen. Enkätsvaren kring standarder sammanställs i kapitel 5.

Nedan redovisas resultat från tre utvalda enkätfrågor i tre figurer. Det är värt att notera att antalet laddpunkter som de olika aktörerna kontrollerar varierar mellan mindre än tusen till mellan 100 000 och 200 000.

Det första gäller frågan *"Hur stor del av ert bestånd kan genomföra följande typer av smart laddning idag?"* Svaren pekar på en relativt stor spridning. Medianvärdena är höga för flertalet funktioner, medan dubbelriktad laddning (V2H/V2G) tydligt avviker med betydligt lägre teknisk förmåga. Se figur 5 nedan.

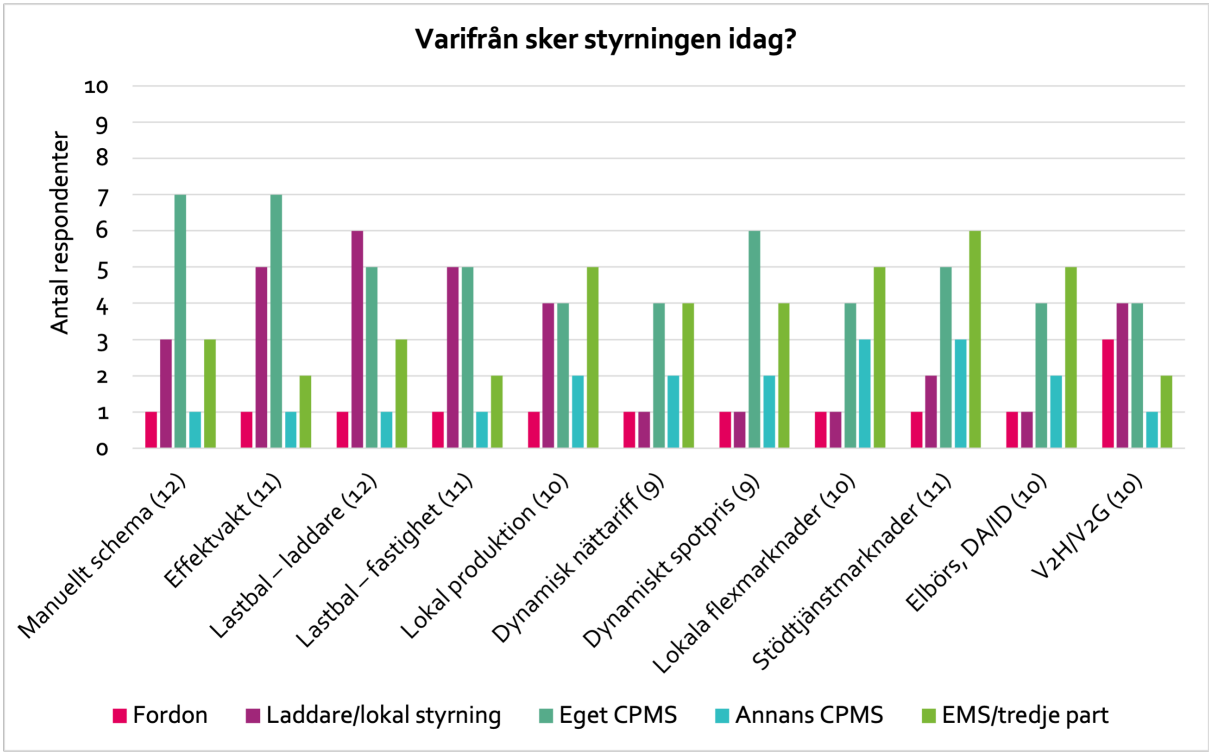


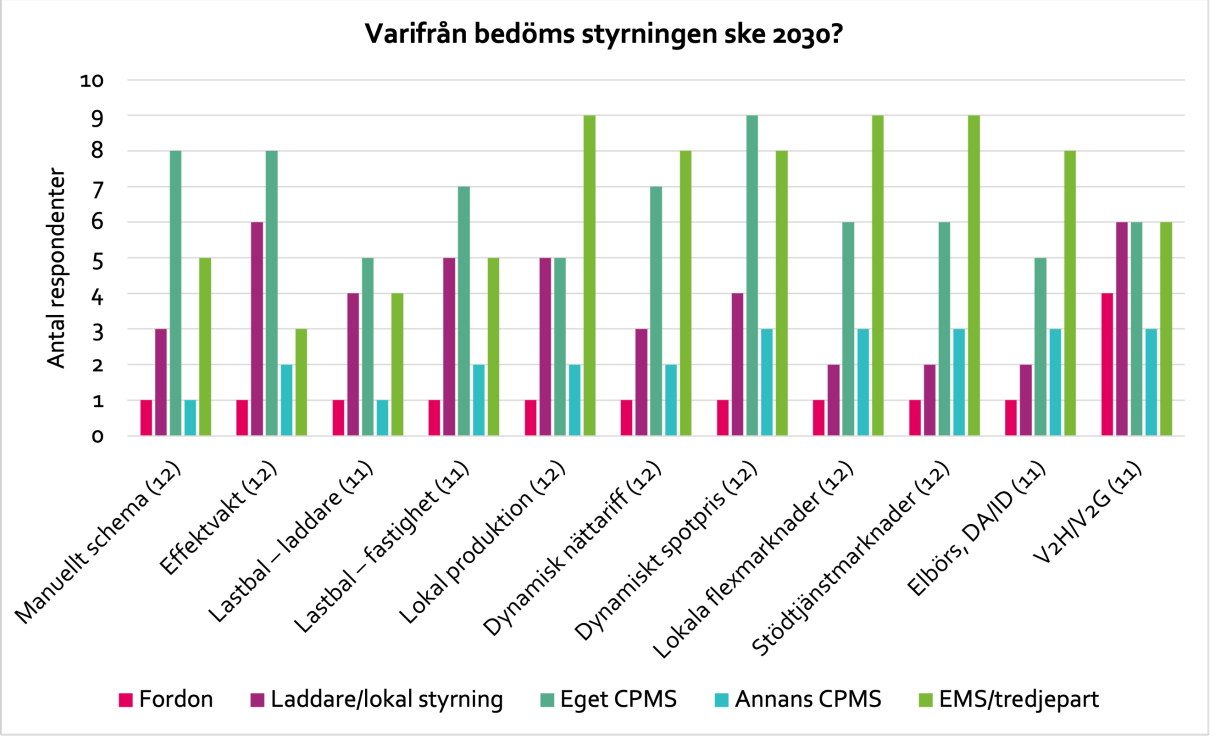

*Figur 5. Teknisk förmåga till smart laddning i respondenternas laddbestånd. Punkterna visar respondenternas uppskattning av hur stor andel av det egna laddbeståndet som kan hantera respektive funktion. Blå ruta visar medianvärdet. Siffran inom parentes anger antal svarande för respektive funktion. Resultaten avser de svarande aktörernas laddbestånd och ska inte tolkas som representativa för det samlade svenska laddbeståndet.*

De sista två diagrammen gäller var styrningen sker. Frågorna lyder *"Var finns smartheten i huvudsak om laddningen styrs kopplat till era produkter?"* samt *"Hur tror ni att det kommer det se ut 2030?"* Se figur 6a och 6b nedan.

Enkätsvaren visar att styrningen redan idag sker genom flera delar av systemarkitekturen. Eget CPMS är en central styrväg för många funktioner, medan lokal styrning är särskilt framträdande för exempelvis effektvakt och lastbalansering. För marknadsrelaterade funktioner används i större utsträckning även EMS eller tredjepartslösningar.

Till 2030 bedöms framför allt eget CPMS och EMS/tredjepart få en större roll. Samtidigt kvarstår lokal styrning för flera funktioner och fordonet får en större roll framför allt för V2H/V2G. Resultaten pekar därmed inte på att styrningen samlas på en enda plats, utan snarare på en arkitektur där flera system kan vara involverade beroende på vilken funktion som ska utföras.






*Figur 6a och 6b. Angivna styrvägar för olika former av smart laddning idag respektive 2030. Staplarna visar hur många respondenter som angett respektive styrväg. Flera alternativ kunde anges för samma funktion och styrvägarna är därför inte ömsesidigt uteslutande. Antalet svarande för respektive funktion anges inom parentes.*

Fritextsvaren ger samtidigt en mer nyanserad bild av hur aktörerna ser på styrningens utveckling framöver. Vissa ser en utveckling mot att fler funktioner samlas i ett mindre antal system, medan andra betonar behovet av fortsatt samverkan mellan lokal och central styrning. Några av svaren är:

*"Distribuerat idag (blandning av backend och lokala laddarinställningar + separata lastbalanseringslösningar). Eftersom det över tid i all teknik brukar ske en konsolidering – och standardisering – av viktiga funktioner så tror jag att detta kommer att samlas i ett eller två system – typ laddare + CPMS".*

*"Kommer att behövas både lokal styrning, speciellt för V2H, som effektavgift, spotpris, backup mm. Men även central styrning för stödtjänster".*

*"Vi tror att mer av styrningen kommer att gå från vårt eget back-end i takt med att det och standarderna för laddpunkter utvecklas vidare. Det är för att man ska slippa ha flera system som behöver kopplas ihop".*

Sammantaget visar enkäten att en stor del av den grundläggande tekniska förmågan för smart laddning redan finns i respondenternas laddbestånd. Samtidigt ökar komplexiteten när fler styrsignaler, marknader och system ska kombineras. Resultaten pekar inte på en entydig utveckling mot en enda styrpunkt, utan snarare på att olika former av lokal och central styrning kommer att behöva samverka.

Som vi kommer att se i kapitel 5 skapar en utveckling mot nyare standarder nya möjligheter, men ställer samtidigt större krav på kommunikation, interoperabilitet och samordning mellan system och aktörer.

# 4. Hur används smart laddning idag?

Detta kapitel beskriver hur smart laddning används i praktiken idag och vilka faktorer som påverkar användningen. Analysen bygger på intervjuer med aktörer i värdekedjan samt på enkäter och insamlad laddata från elbilsägare. Tillsammans ger underlagen en bild av vilka laddstrategier som används, hur användningen skiljer sig mellan olika laddmiljöer och i vilken utsträckning den tekniska förmågan till smart laddning faktiskt utnyttjas.

## 4.1 Sammanställning av erfarenheter av laddning – ur intervjuer

Intervjuerna som gjorts med aktörer från olika delar av värdekedjan ger en samlad bild av hur laddning sker i olika tillämpningar idag, vilka styrstrategier som används och vilka hinder som påverkar användningen av mer avancerad smart laddning.

En återkommande observation i intervjuerna är att laddbeteendet i många fall är relativt förutsägbart. Flera aktörer beskriver att laddning ofta sker vid samma tider och dagar, vilket gör beteendet relativt enkelt att prognosticera. Samtidigt framgår det att många användare saknar en tydlig strategi för hur laddningen ska ske. I vissa tillämpningar, exempelvis depåladdning för fordonsflottor, uppges en mycket stor andel av användarna sakna genomtänkta laddstrategier och laddar i stället när fordonen är tillgängliga. I dessa fall används ofta lokal lastbalansering för att begränsa effekttoppar, men mer avancerad optimering förekommer begränsad omfattning.

Flera aktörer lyfter att det finns en betydande skillnad mellan den tekniska kapaciteten i laddinfrastrukturen och hur den används i praktiken. Enligt flera intervjupersoner är dagens laddutrustning ofta tekniskt kapabel att hantera avancerad styrning, men i praktiken används funktionaliteten i begränsad utsträckning. I många installationer nöjer sig användarna exempelvis med enklare schemaläggning eller grundläggande lastbalansering.

Relaterat till smart laddningstrappan innebär detta att den faktiska användningen idag till stor del återfinns i steg 1 och 2, medan funktioner som motsvarar steg 3 och framför allt steg 4 förekommer i mer begränsad omfattning.

När det gäller styrstrategier är prisbaserad styrning, särskilt mot spotpris, en av de vanligaste formerna av smart laddning idag. Samtidigt framgår det av statistik att en relativt stor andel av svenska hushåll fortfarande har månadspris, fasta elavtal eller andra prismodeller som minskar incitamenten att optimera laddningen utifrån kvartspris [13]. I vissa fall används även avresetid som styrparameter, särskilt i sammanhang där fordon behöver vara redo vid en viss tidpunkt. Flera

[13] Statistiska centralbyrån (2026), *Elpriser och elavtal.* https://www.scb.se/hitta-statistik/statistik-efter-amne/energi/prisutvecklingen-inom-energiomradet/elpriser-och-elavtal/

aktörer uppger dock att funktioner baserade på avresetid kan vara svåra att kommunicera till användare.

Intervjuerna visar också att användarnas kunskap och engagemang spelar stor roll för hur smart laddning används. Flera aktörer beskriver att en mindre grupp tekniskt intresserade användare aktivt försöker optimera sin laddning, exempelvis genom att styra mot elpris eller anpassa laddningen efter andra energiflöden i hushållet. Samtidigt uppges majoriteten av användarna ha ett mer passivt förhållningssätt till laddning, där man förväntar sig att laddningen ska fungera automatiskt när fordonet ansluts. Detta gäller särskilt i takt med att elbilsmarknaden gått från en tidig fas med tekniskt intresserade användare till att nu riktas bredare – vilket kan innebära att det finns mindre tolerans för system och styrning som upplevs komplex för användaren.

Skillnader i användning framträder också mellan olika laddmiljöer. I hemmiljö finns ofta större incitament att optimera laddningen, exempelvis genom styrning mot spotpris eller samordning med egen solel. I publika laddmiljöer är incitamenten generellt svagare, och användarna prioriterar i högre grad att kunna ladda snabbt och förutsägbart snarare än att optimera laddningen ekonomiskt. För publika laddoperatörer är det dessutom ofta svårare att få insyn i användarnas beteenden, exempelvis när betalning sker via roamingtjänster eller direktbetalning.

Flera aktörer uppger också att styrning av laddning i större anläggningar, såsom bostadsrättsföreningar eller företagsanläggningar, ofta behöver ske på systemnivå snarare än genom individuella användarval. I dessa miljöer kan det vara svårt att få användare att själva anpassa laddbeteendet, vilket gör att styrning via plattformar eller centrala systemlösningar ofta blir nödvändig.

Samtidigt pekar flera intervjuer på att ekonomiska incitament spelar en avgörande roll för hur mycket smart laddning som faktiskt används. I många fall uppges laddoptimering ännu inte ha haft tillräckligt stor ekonomisk betydelse för att prioriteras av användare eller anläggningsägare. Flera aktörer menar dock att införandet av effektavgifter kan komma att förändra detta och öka intresset för mer avancerad styrning av laddning. Särskilt aktörer med stora effektuttag, såsom depåer och större fordonsflottor, uppges redan visa ett ökat intresse för dessa frågor.

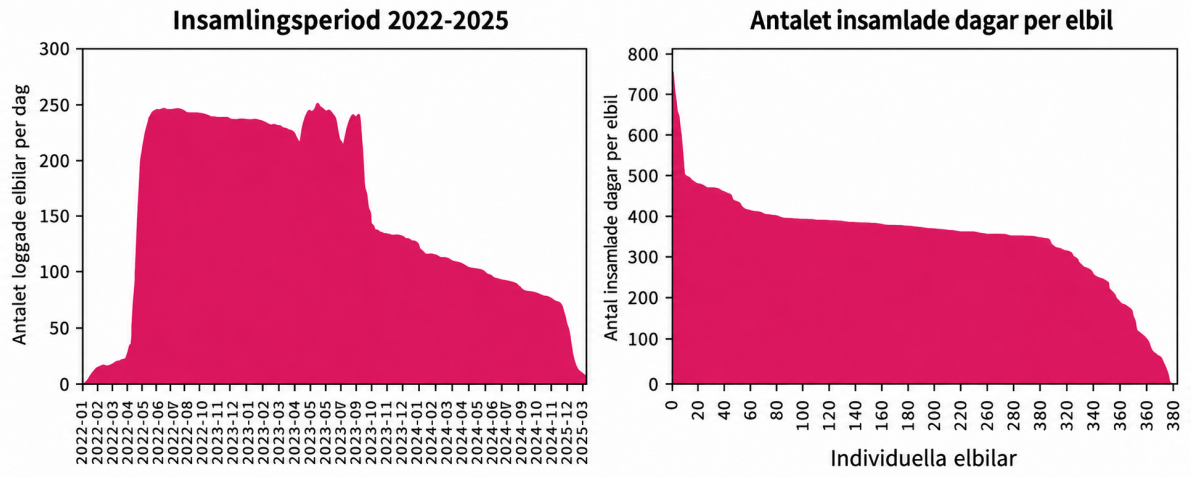
Intervjuerna pekar även på att komplexiteten i laddsystemen ökar i takt med att fler styrsignaler och system integreras. Kombinationen av olika styrformer, exempelvis prisstyrning, lastbalansering och externa tjänster, kan skapa nya utmaningar både tekniskt och ur ett användarperspektiv. Flera aktörer påpekar att det i vissa fall kan vara svårt för användare att förstå varför laddningen beter sig på ett visst sätt, vilket ibland leder till att problem uppfattas som relaterade till fordonet snarare än till laddinfrastrukturen eller styrsystemet.

Sammanfattningsvis ger intervjuerna en bild av att smart laddning i viss utsträckning redan används idag, men att användningen ofta begränsas till relativt enkla former av styrning. Den tekniska kapaciteten finns i många fall på plats, men användning och implementering påverkas i hög grad av incitament, användarbeteenden, kunskapsnivå och komplexiteten i de system som ingår i laddningen.

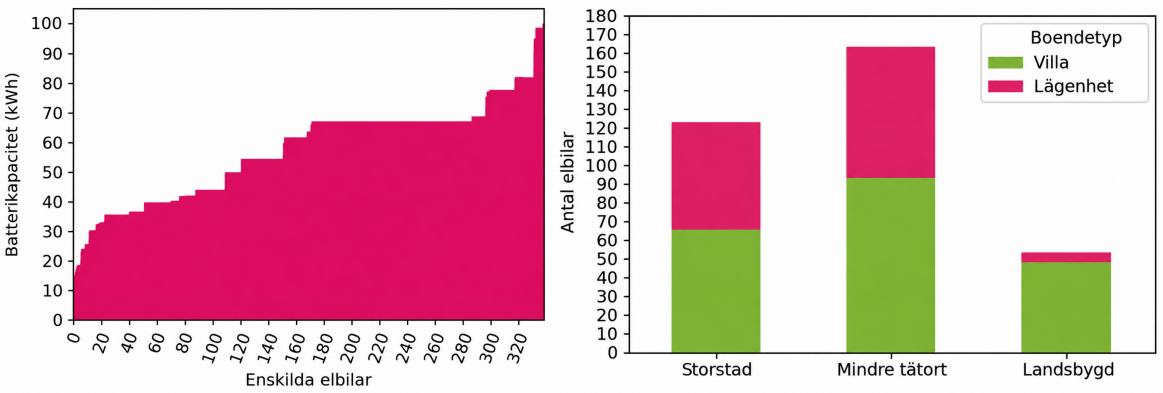
## 4.2 Sammanställning från insamling av verklig laddata från elbilsägare

Chalmers genomförde en studie mellan 2022 och 2025 där data från ca 380 elbilsägare samlades in. Genom att installera Geotab GO i bilarnas OBD-port kunde samtliga körningar och laddningar registreras under cirka ett års tid per elbil. De insamlade parametrarna omfattade bland annat laddeffekt (AC/DC), energi för laddning, laddplats, energiförbrukning vid körning, samt tidpunkter för laddning och körning. Figur 7 nedan visar att datainsamlingen huvudsakligen pågick från januari 2023 till mars 2025 och att de flesta elbilarna deltog under cirka ett års tid.

Den insamlade datan från elbilarna kompletterades med två enkäter till samma elbilsägare – en före och en efter loggningen av elbilarna. Elbilsägarna valdes ut slumpmässigt bland alla som ägde en elbil i Sverige 2022, och deltagandet i studien var frivilligt. Ungefär 4000 elbilsägare tillfrågades och svarsfrekvensen var ca 10 %. Urvalet gav en stor spridning med avseende på ålder, kön, inkomst, bilmodell, batteristorlek, bostadstyp och geografi. Figur 8 nedan visar fördelningen mellan olika bostadstyper (lägenhet och småhus) och urbaniseringsgrad (landsbygd, mindre tätort, större tätort) enligt SCB:s definition.

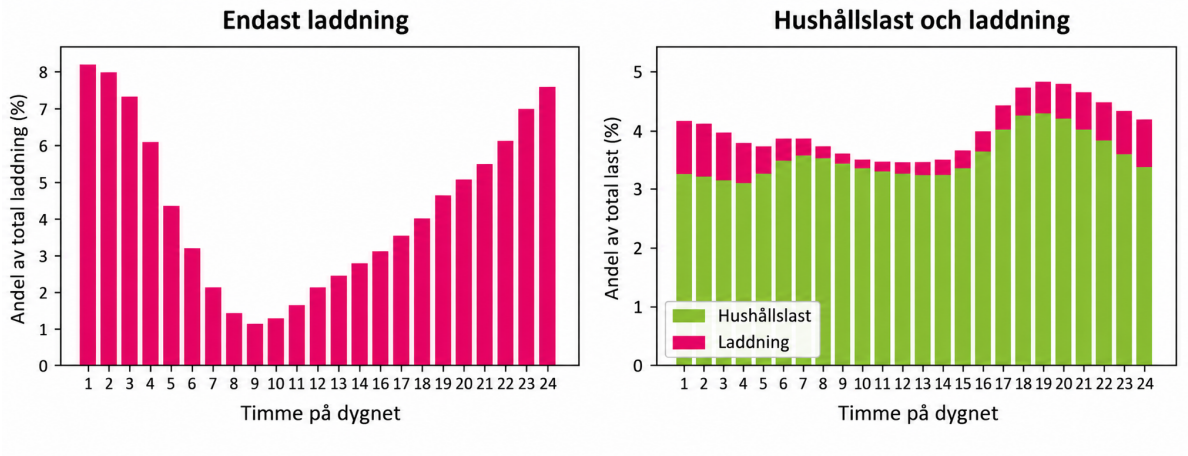



*Figur 7. Den vänstra figuren visar antalet elbilar som data samlades in från per dag under perioden 2022 till 2025. Den högra figuren visar antalet dagar med insamlade data per elbil sorterad från högsta till lägsta.*




*Figur 8. Batteristorlek på de deltagande elbilarna i studien (vänster) och antal elbilar fördelade på bostadstyp och urbaniseringsgrad (enligt SCB:s definition).*

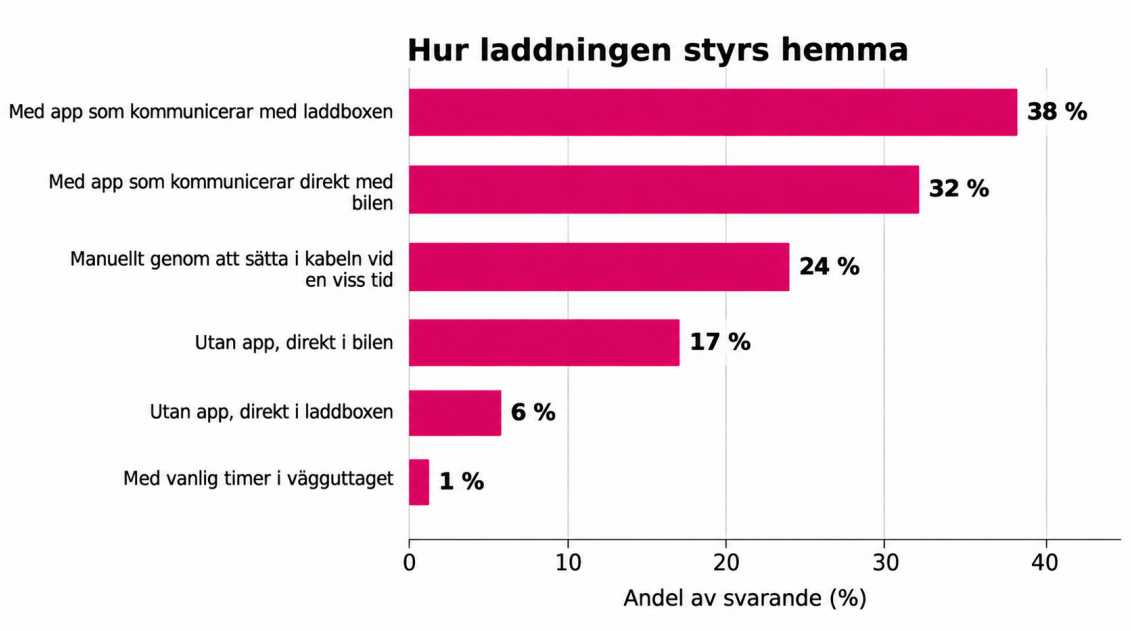
I enkäten som elbilsägarna besvarade uppger 87 % att de har tillgång till privatladdare och 13 % att de inte har tillgång till privat laddning vid hemmet. Bland dem som har tillgång till privat laddning vid hemmet uppger 89 % att de har en privat laddbox, 6 % att de har en privat laddbox som delas med andra och 5 % att de laddar via ett vägguttag. Bland dem som inte har tillgång till privat laddning vid hemmet laddar 72 % sin elbil på en gata eller parkering i närheten av hemmet, 32 % på väg till och från resmålet, 18 % på arbetet och 24 % vid en laddstation på resmålet (flera svara alternativ var möjliga). Figur 9 visar hur elbilsladdningen fördelar sig över ett genomsnittligt dygn för elbilarna som är inkluderade i datainsamlingen.




*Figur 9. Fördelning av elbilsladdning under ett genomsnittligt dygn (vänster) och total hushållslast inklusive elbilsladdning under ett genomsnittligt dygn (höger). Underlaget bygger på laddningsdata som samlats in från 380 elbilar.*

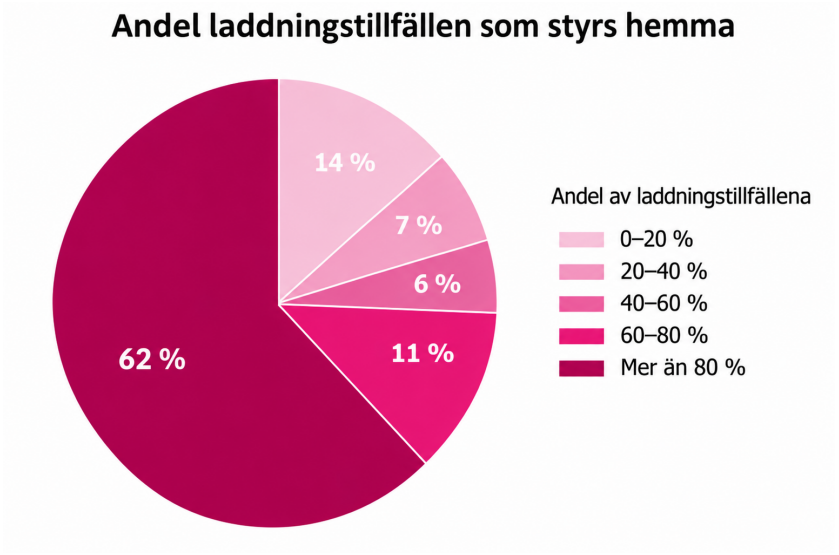
Möjligheterna att styra laddningen varierar mellan elbilsägarna i vår studie. Av de 87 % som har tillgång till privat laddning hemma uppger 74 % att de styr laddningen. Figur 10 visar hur laddningen styrs enligt enkätsvar. Det vanligaste är att använda en app som kommunicerar antingen med laddboxen eller direkt med bilen. 25 % uppger att de styr laddningen manuellt genom att starta laddningen vid en viss tidpunkt. Mycket få, mindre än 2 %, uppger att de styr laddningen med en vanlig timer.

Bland dem som styr laddningen på något sätt uppger 53 % att de ställer in start- och sluttider manuellt, medan 47 % låter detta ske automatiskt. Av de svarande har 34 % timpris på el, 33 % rörligt elpris, 17 % ett gemensamt elavtal via bostadsrättsföreningen och 13 % ett fast elavtal. För 2 % ingår elen i hyran. Cirka 70 % betalar för laddningen av elbilen via elräkningen.




*Figur 10. Elbilsägarnas sätt att styra laddning hemma enligt svar från enkäten. Varje elbilsägare kunde välja flera svarsalternativ.*

De svarande har också fått uppskatta hur ofta de styr laddningen. Drygt 62 % uppger att de styr laddningen vid mer än 80 % av laddtillfällena. De vanligaste anledningarna till att styra laddningen hemma är elpris och produktion från egna solceller.




*Figur 11. Andel av laddtillfällena som elbilsägarna uppskattar att de styr sin laddning enligt enkäten.*

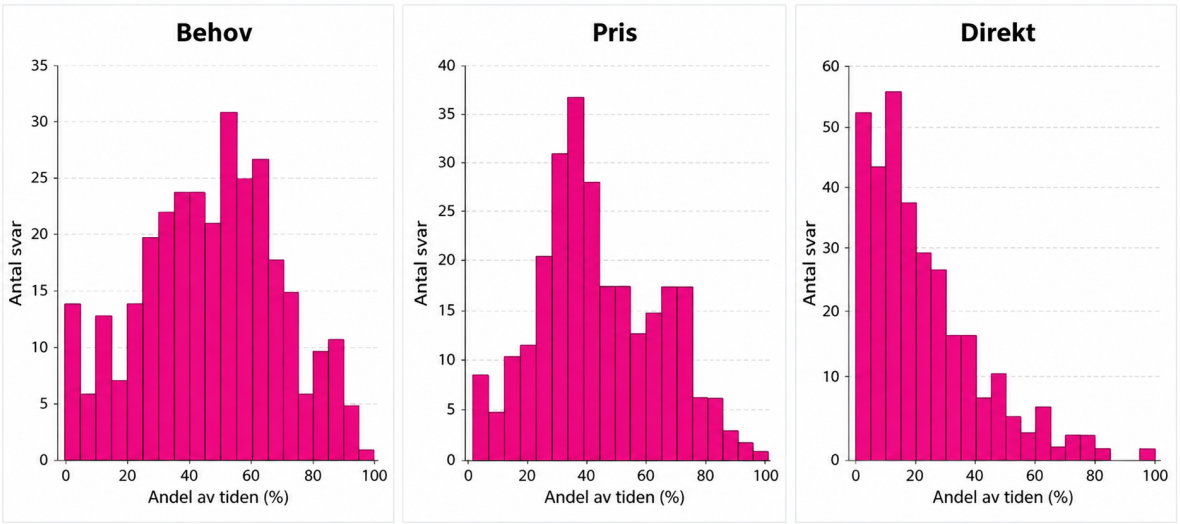
Enkäten visar också att de vanligaste huvudsakliga laddstrategierna är att ladda när batterinivån är låg (51%) och när elpriset är lågt (35%). Dessa utgör också den vanligaste kombinationen av laddstrategier som elbilsägarna uppger. Endast 10% uppger att de låter energibolaget optimera när laddningen sker. Ungefär samma andel, 10%, uppger att deras huvudsakliga laddstrategi är att ladda elbilsbatteriet direkt, oavsett batterinivå.




*Figur 12 visar de huvudsakliga laddstrategier hemma som elbilsägarna uppgett i enkäten. Totalt antal svarande är 320. Varje elbilsägare kunde välja flera svarsalternativ.*

Det som uppges i en enkät kan skilja sig från vad som sker i praktiken, där bland annat den mänskliga faktorn påverkar laddningen. Vi har därför också gjort en första analys för att titta på hur stor andel av tiden de loggade elbilarna faktiskt använder olika laddstrategier, t.ex. laddar när elpriset är som lägst. Analysen visar att även bland dem som uppger att deras huvudsakliga laddstrategi är att ladda vid låga elpriser och som har timpris på el, laddar de flesta mindre än hälften av tiden när elpriset är som lägst på dygnet. Några enstaka elbilsägare laddar dock under den största delen av tiden när elpriset är som lägst, vilket kan ses i figuren nedan.

Figuren visar också hur stor andel av tiden olika elbilsägare laddar utifrån behov, det vill säga när batterinivån kräver det, respektive direkt när de kommer hem oavsett batterinivå. Analysen visar att få elbilsägare i vår studie har för vana att alltid ladda elbilen direkt när de kommer hem.



*Figur 13. Andel av tiden som elbilsägare i datasetet laddar utifrån behov (vänster), när elpriset var som lägst (mitten) och direkt när de kommer hem oavsett batteriets laddnivå (höger). Från Gustafssons examensarbete, Chalmers 2026[14].*

Resultaten visar ett gap mellan teknisk förmåga, användarnas uppgivna strategier och hur laddningen faktiskt sker i praktiken. Även när möjligheten och viljan att styra laddningen finns sker laddningen inte alltid vid de mest fördelaktiga tidpunkterna. Den tekniska förmågan behöver därför kombineras med tillräckliga incitament och styrning som fungerar utifrån användarnas behov och beteenden.

## 4.3 Sammanfattade insikter från litteratur

Sammantaget visar intervjuerna och Chalmers datainsamling att många elbilsägare redan anpassar sin laddning, men att styrningen sker på olika sätt och med varierande grad av automatisering, och där de flesta ännu befinner sig på steg 1 och 2 i laddtrappan. Flera internationella studier ger en liknande bild och tillför kunskap om vilka förutsättningar som påverkar användarnas möjligheter och vilja att delta i mer avancerad smart laddning.

En tydlig samstämmighet gäller förekomsten av både manuell och digital styrning. I den norska undersökningen Elbilisten 2023 uppger 23 % att de styr laddningen genom att manuellt ansluta och koppla ur laddkabeln. Detta ligger nära Chalmersenkätens resultat, där 25 % anger att de styr genom att ansluta kabeln vid en viss tidpunkt. Den norska undersökningen visar också att programmering via bilen eller olika appar är vanligt. Resultaten understryker därmed att en hög andel användare som uppger att de styr laddningen inte behöver innebära att laddningen optimeras automatiskt[15].

Även drivkrafterna för styrning är återkommande. SCALE:s andra konsumentrapport visar att ekonomiska fördelar och möjligheten att använda egen solel är viktiga motiv, vilket överensstämmer med Chalmersenkäten. Samtidigt visar rapporten att användarna efterfrågar kontroll och insyn, utöver enkelhet. Mellan 24 och 34 % av respondenterna i respektive land uppger att de endast litar på sig själva när det gäller att lämna över styrningen. Viljan att använda smart laddning är dessutom högre än andelen som uppger att de redan använder tekniken och är nöjda. Automatisering behöver således utformas med hänsyn till både användarvänlighet och förtroende för den aktör som styr laddningen[16].

En konsumentundersökning som gjordes inom ramen för FlexAbility[17] förstärker dessa resultat. Benägenheten att lämna över styrningen till en annan aktör påverkades i stor utsträckning av möjligheten att spara pengar och förtroendet för aggregatorn för de kunder som redan var flexibla, medan den viktigaste faktorn för de som ännu inte lät sig styras var den egna kontrollen. Kundernas

[14] Amanda Gustafsson (2026), *Electric vehicle charging strategies among private users.* https://odr.chalmers.se/server/api/core/bitstreams/99d3566a-12f3-43f8-b475-1b22f8db59c8/content. Examensarbete. Chalmers 2026.
[15] Elbilforeningen (2023), *Nordmenn flest lader smart – og sparer penger samtidig*. https://elbil.no/nordmenn-flest-lader-smart/
[16] SCALE (2023), *Report on consumer behaviour (2nd edition).* https://scale-horizon.eu/wp-content/uploads/2023/11/SCALE-D1.1-Consumer-behavior-report-2nd-edition-1-1.pdf
[17] Power Circle (2025), *FlexAbility delrapport 4 – Den sociala potentialen för flexibilitet*. https://powercircle.org/flexability_delrapport_4.pdf

vilja att vara flexibla via en aggregator var också lägre än viljan att agera manuellt med sin flexibilitet. Samtidigt hade en oberoende aggregator något högre förtroende än elhandlaren eller biltillverkaren när kunderna fick välja vem som skulle styra. För just elbilsladdning spelade inte antalet styrningar så stor roll utan ekonomin och möjligheten att återta kontrollen var de viktigaste faktorerna. Just autonomi och möjligheten att återta kontrollen var också en övergripande slutsats.

Förutsättningarna för styrning påverkas även av hur parkering och laddning är organiserade. I projektet El för ännu fler beskriver elbilsägare utan privat hemmaladdning hur laddningen kräver planering och anpassning av vardagen. Pris, tillgänglighet, tillförlitlighet och parkeringsvillkor påverkar möjligheten att ladda nära bostaden. Krav på att flytta bilen och tidsbaserade avgifter kan göra det svårt att låta bilen stå ansluten länge. Det kompletterar intervjuernas beskrivning av skillnader mellan laddmiljöer: möjligheten till flexibilitet beror även på om laddtjänsten och parkeringsvillkoren medger att laddningen förskjuts i tid.

Erfarenheter från det brittiska V2G-försöket Sciurus visar samtidigt att anslutningsbeteendet kan förändras när användarna deltar i en ny laddtjänst. Bland enkätrespondenterna uppger 75 % att de ansluter bilen efter varje resa, vilket rapporten beskriver som tätare än normalt. Deltagarnas självrapporterade oro för bland annat batterislitage och tillförlitlighet minskade efter erfarenhet av tekniken. Trots ett stort intresse för V2G var dock betalningsviljan för laddutrustningen begränsad. Resultaten pekar på betydelsen av praktisk erfarenhet, investeringens storlek och hur tjänsten erbjuds. Försökets särskilda deltagargrupp och pandemins påverkan på bilanvändningen begränsar dock möjligheten att generalisera resultaten[18].

Tillsammans stärker studierna bilden av att utvecklingen av smart laddning behöver utgå från användarnas vardag och skilda förutsättningar. För fortsatt analys är det viktigt att skilja mellan att användaren anpassar laddningen, att laddningen optimeras automatiskt och att styrningen ger nytta för elsystemet. Användarnas vilja och tekniska möjligheter utgör förutsättningar för flexibilitet, medan den faktiska nyttan också beror på när bilen är ansluten, vilka styrsignaler som används och vilka villkor laddtjänsten erbjuder.

[18] Cenex (2021), *Project Sciurus Trial Insights: Findings from 300 Domestic V2G Units in 2020.* https://www.cenex.co.uk/app/uploads/2021/05/Sciurus-Trial-Insights.pdf

# *Block B: Standarder, teknik och styrning*

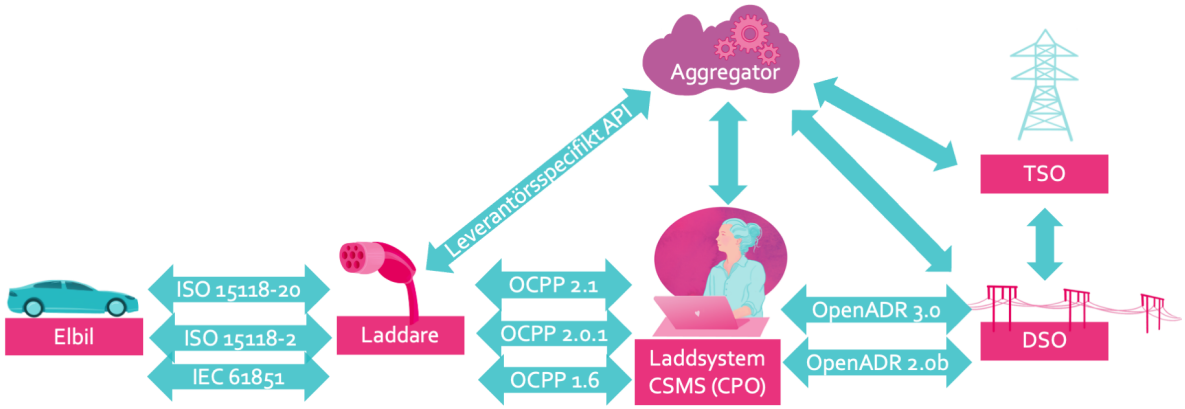
De föregående kapitlen har beskrivit vad smart laddning innebär och vilken teknisk förmåga som finns i dagens laddinfrastruktur. Nästa del behandlar hur denna förmåga kan omsättas i praktiken: hur information behöver utbytas mellan system och hur laddningen kan styras mot olika behov.

**5. Standarder och kommunikationsprotokoll**
**6. Tekniska möjligheter och utmaningar**

## 5. Standarder och kommunikationsprotokoll

En avgörande del av hur laddningen sker, vilka smarta möjligheter som finns och hur snabbt de möjligheterna kan skalas upp handlar om vilka standarder och kommunikationsprotokoll som implementeras i olika led mellan olika aktörer och system. Protokollen och standarderna reglerar hur och vilken data som kommuniceras vilket i sin tur påverkar den fysiska leveransen av el. Gemensamma standarder blir då viktigt för att aktörer ska kunna samarbeta och utbyta data och information på ett skalbart sätt.

Figur 14 nedan visar schematiskt hur kommunikation kan ske mellan olika system och aktörer i ekosystemet för smart laddning, samt vilka standarder och protokoll som kan användas i olika gränssnitt. Dessa standarder och protokoll beskrivs närmare i det här kapitlet.




*Figur 14. Exempel på standarder och kommunikationsprotokoll som används mellan olika delar av systemet för smart laddning. Olika standarder täcker olika gränssnitt i kedjan, från kommunikationen mellan elfordon och laddare till laddsystem, aggregatorer och elsystemets aktörer. Figuren illustrerar att ingen enskild standard täcker hela kommunikationskedjan och att flera gränssnitt fortfarande bygger på aktörsspecifika lösningar.*

### 5.1 Utmaningar inom standardiseringen

En tydlig utmaning är att implementeringsgraden fortfarande är relativt låg för flera av de standarder och funktioner som möjliggör mer avancerad smart laddning. Många aktörer arbetar fortfarande med äldre versioner av standarderna, bland annat av de skäl – och kanske framför allt brist på incitament – som nämnts tidigare i rapporten.

Ytterligare en utmaning är hur standarderna implementeras. Olika aktörer kan stödja olika delar och funktioner inom samma standard, exempelvis när det gäller vilken data som tillgängliggörs. Två produkter som stödjer samma standard behöver därför inte nödvändigtvis kunna använda samma funktionalitet, vilket bidrar till att laddbeståndet förblir heterogent. En redogörelse från en V2G-konferens under 2025 pekar exempelvis på att den senaste standarden för kommunikation mellan elbil och laddare, ISO 15118–20, ännu inte implementeras på ett enhetligt sätt. I praktiken kan det därför snarare handla om olika dialekter av samma språk än om ett gemensamt språk som talas på exakt samma sätt av alla aktörer[19].

## 5.2 Standarder i olika gränssnitt

Det finns inte en standard som täcker hela kedjan för smart laddning. Olika standarder och protokoll används i olika gränssnitt: mellan fordon och laddstation, mellan laddstation och backend samt mellan energisystemets aktörer och de system som styr laddningen.

### Elbil till laddare

I gränssnittet mellan själva fordonet och laddaren är IEC 61851 och ISO 15118 två centrala standardfamiljer. IEC 61851 innehåller bland annat krav på elsäkerhet och grundläggande kontrollfunktioner för att laddningen ska kunna ske på ett säkert och funktionellt sätt. Det är också i denna standardfamilj som de fyra olika laddningslägena, Mode 1–4, definieras. Mode 1 och 2 avser AC-laddning från ett vanligt uttag, där Mode 2 har en styr- och skyddsenhet i laddkabeln. Mode 3 är AC-laddning via en dedikerad laddningspunkt, medan Mode 4 avser DC-laddning där omvandlingen från AC till DC sker utanför fordonet [20]. Flera av de tekniska kraven i IEC 61851 gäller oavsett om mer avancerad kommunikation enligt ISO 15118 används [21].

ISO 15118 beskriver kommunikationen mellan elfordonet och laddinfrastrukturen[15]. Två versioner som är särskilt relevanta för utvecklingen framåt är ISO 15118–2 och ISO 15118–20. Förenklat möjliggör ISO 15118–2 bland annat utbyte av information för smart laddning samt säker autentisering och Plug & Charge. ISO 15118–20 utökar funktionaliteten ytterligare och möjliggör bland annat standardiserad kommunikation för dubbelriktad laddning och ett mer dynamiskt informationsutbyte mellan fordon och laddare. Det skapar bättre förutsättningar för att optimera laddningen utifrån både fordonets behov och externa styrsignaler[16]. För att funktionerna ska kunna användas behöver relevanta delar av standarden stödjas av både fordonet och laddutrustningen. Om man har en tidigare variant av styrning som inte är baserad på ISO15118-standarden kan hårdvara behöva bytas ut.

Implementeringen av ISO 15118–20 kommer dessutom att drivas av nya EU-krav. Från den 1 januari 2027 ska publika AC- och DC-laddpunkter som installeras eller renoveras uppfylla EN ISO 15118–20:2022. För privata laddpunkter som installeras eller renoveras gäller motsvarande krav för Mode 3

[19] Jens Hagman (2025), *Konferensbevakning: V2G Conference i Aachen*. https://omev.se/2025/04/07/konferensbevakning-v2g-conference-i-aachen/
[20] Power Circle (2023), *Forskning och utveckling av V2X i Sverige.* https://powercircle.org/syntes_v2x.pdf
[21] Intervju med branschexpert på standarder

och Mode 4. För publika laddpunkter som erbjuder automatisk autentisering och auktorisering, såsom Plug & Charge, krävs stöd för både EN ISO 15118–2:2016 och EN ISO 15118–20:2022 [22].

En viktig skillnad jämfört med enklare styrning är möjligheten att standardiserat utbyta mer information om fordonet, exempelvis batteriets laddnivå (SoC) och laddbehov. Utan tillgång till sådan information behöver ett styrsystem i större utsträckning förlita sig på användarinmatning, uppskattningar eller data via andra gränssnitt. Tillgång till tillförlitliga fordonsdata kan därför förbättra möjligheten att optimera laddningen samtidigt som användarens mobilitetsbehov säkerställs.

Mer avancerad kommunikation enligt ISO 15118 är samtidigt inte en förutsättning för all smart laddning. Laddningen kan exempelvis styras från ett backend-system via OCPP, där laddaren reglerar den tillgängliga effekten mot fordonet genom den grundläggande signaleringen enligt IEC 61851. Skillnaden är att styrsystemet då har mer begränsad direkt information från fordonet och i större utsträckning behöver basera optimeringen på andra datakällor.

### Laddare till back-end

Mellan laddstationen och dess backend-system, även kallat CSMS (Charging Station Management System), sker kommunikationen vanligtvis genom det öppna kommunikationsprotokollet OCPP (Open Charge Point Protocol). OCPP är en central del av styrningen och administrationen av laddinfrastruktur och används bland annat för övervakning och hantering av laddsessioner, smart laddning, reservationer och andra centrala funktioner.

Vilka smarta funktioner som kan implementeras påverkas bland annat av vilken version av OCPP som används och vilka delar av protokollet som stöds. OCPP 1.6J är fortfarande brett implementerat i laddinfrastrukturen och har bland annat stöd för laddprofiler och effektbegränsning som kan användas för smart laddning och lastbalansering[23].

Nästa version, OCPP 2.0.1, innebär en betydande vidareutveckling med bland annat mer avancerade funktioner för smart laddning, förbättrad hantering och övervakning av laddstationen samt utökade säkerhetsfunktioner. OCPP 2.0.1 har också stöd för ISO 15118, bland annat för Plug & Charge och utbyte av information för smart laddning mellan fordonet och laddsystemet.

Den senaste versionen, OCPP 2.1, lanserades 2025 och vidareutvecklar OCPP 2.0.1. Den innehåller bland annat stöd för ISO 15118–20 och dubbelriktad laddning, utökad styrning av distribuerade energiresurser (DER), förbättrade funktioner för smart laddning samt stöd för batteribyte. Kombinationen av OCPP 2.1 och ISO 15118–20 skapar därmed bättre förutsättningar för att hantera

[22] Europaparlamentets och rådets förordning (eu) 2023/1804 av den 13 september 2023 om utbyggnad av infrastruktur för alternativa drivmedel och om upphävande av direktiv 2014/94/EU. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/?uri=CELEX%3A02023R1804-20260108

[23] Open Charge Alliance (2025), *Open charge point protocol 2.1*. https://openchargealliance.org/protocols/open-charge-point-protocol/

dubbelriktad laddning genom standardiserad kommunikation både mellan fordon och laddstation och mellan laddstation och centrala styrsystem[24].

OCPP utvecklades ursprungligen som ett öppet branschprotokoll och har genom bred implementering blivit en de facto-standard för kommunikationen mellan laddstationer och centrala styrsystem. Sedan 2024 har OCPP även formaliserats som internationell IEC-standard inom standardfamiljen IEC 63584. OCPP 2.0.1 och OCPP 2.1 finns idag som IEC-standarder.

Parallellt utvecklade IEC standardfamiljen IEC 63110 för hantering av infrastruktur för laddning och urladdning. IEC 63110–1 publicerades 2022 och beskriver bland annat användningsfall och arkitektur, men arbetet med efterföljande protokolldelar har inte utvecklats i samma takt. I stället har det marknadsetablerade OCPP tagits in i den formella IEC-standardiseringen.

### Nätbolag till EMS/Back-end eller aggregator

För kommunikation mellan nätbolag och flexibla resurser kan olika lösningar och protokoll användas. I Sverige har Energiföretagen tagit fram en frivillig branschrekommendation om att använda OpenADR för kommunikation mellan nätföretag och kunder med villkorade elnätsanslutningar[25]. Syftet är att skapa ett gemensamt sätt att kommunicera styrsignaler och därmed undvika att olika nätföretag utvecklar egna kommunikationslösningar.

OpenADR, *Open Automated Demand Response*, är en öppen standard för automatiserat informationsutbyte kopplat till efterfrågeflexibilitet och andra distribuerade energiresurser. Kommunikationen kan exempelvis ske mellan ett nätbolag och ett energiledningssystem, en aggregator eller ett annat system som i sin tur styr de flexibla resurserna.

OpenADR finns i flera versioner. OpenADR 2.0a är en enklare profil för grundläggande Demand Response-funktioner, medan OpenADR 2.0b har stöd för mer avancerade funktioner, bland annat händelse- och prissignaler samt rapportering. Den nyare OpenADR 3.0 är utvecklad för att förenkla integrationen och bättre stödja en växande mängd distribuerade energiresurser, exempelvis elbilsladdning, batterilager och förnybar elproduktion[26].

För att realisera de högre stegen i smart laddningstrappan, där laddningen anpassas till elsystemets behov och optimeras utifrån flera styrsignaler, krävs inte bara standardiserad kommunikation mellan fordon, laddpunkt och centrala styrsystem. Information om exempelvis nätbegränsningar och flexibilitetsbehov behöver också kunna förmedlas från elsystemets aktörer till de system som styr laddningen. OpenADR är ett exempel på hur ett sådant informationsutbyte kan standardiseras. Gemensamma gränssnitt kan minska behovet av aktörsspecifika integrationer och underlätta för laddningen att användas som en flexibel resurs i elsystemet.

---

[24] Open Charge Alliance (2025), *OCPP 2.1 is now available*. https://openchargealliance.org/ocpp-2-1-is-now-available/

[25] Energiföretagen (2023), *Industry recommendation Conditional Grid Connections.* https://www.energiforetagen.se/4a9818/globalassets/dokument/elnat/industry-recommendation-conditional-grid-connections-ver-1.0.pdf

[26] OpenADR Alliance (2023), *OpenADR Alliance launches OpenADR 3.0.* https://www.openadr.org/index.php?Itemid=121&id=211%3Aopenadr-alliance-launches-openadr-3-0&option=com_content&view=article

### Aggregatorns kommunikation med marknader och resurser

Hur en aggregator kommunicerar med de resurser som den styr är enligt intervjuerna ett av de minst standardiserade gränssnitten i ekosystemet. Uppströms behöver aggregatorn kunna kommunicera med de aktörer och marknader där flexibiliteten används. Det kan exempelvis handla om Svenska kraftnäts system för stödtjänster eller plattformar för lokala flexibilitetsmarknader, som Nodes och Switch. Dessa har egna gränssnitt och integrationslösningar som aggregatorn behöver anpassa sig till. I vissa tillämpningar kan OpenADR användas för kommunikation av styrsignaler mellan nätbolag och aggregator eller andra styrsystem.

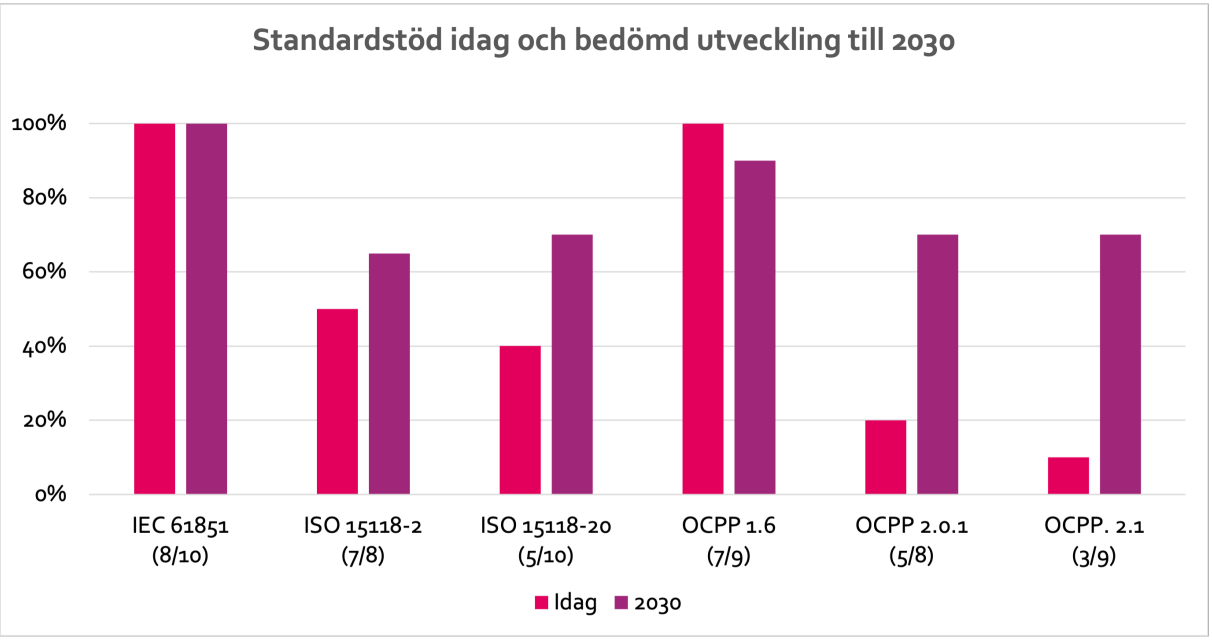
Nedströms mot de flexibla resurserna är kommunikationen ännu mer fragmenterad. Aggregatorer använder ofta egna API:er och integrationer mot de system som styr resurserna. Som nämnts tidigare föredrar flera av de intervjuade aggregatorerna därför att integrera mot ett befintligt centralt system, exempelvis ett EMS eller laddsystemets backend, snarare än direkt mot varje enskild laddare. Det systemet kan i sin tur styra laddningen genom exempelvis OCPP.

## 5.3 Standarder i dagens laddinfrastruktur och utvecklingen till 2030

Standarderna och protokollen som beskrivits ovan har kommit olika långt i implementeringen i dagens laddinfrastruktur. I projektets enkät till laddaktörer fick respondenterna därför uppskatta hur stor del av laddpunkterna under deras kontroll som stödjer olika standarder idag och hur stor andel av beståndet som de bedömer kommer att göra det 2030. Resultaten redovisas i figur 15.

Enkätsvaren pekar på en tydlig förskjutning mot nyare standarder och protokoll fram till 2030. Stödet för IEC 61851 är redan genomgående högt, medan ISO 15118–20 och de nyare versionerna av OCPP bedöms bli betydligt vanligare. OCPP 1.6 dominerar i dagens bestånd men bedöms minska något i takt med att OCPP 2.0.1 och 2.1 får större genomslag.

Resultaten bör samtidigt tolkas försiktigt. Antalet svar är begränsat och varierar mellan standarderna, särskilt för OCPP 2.1 i nuläget. Enkäten efterfrågade dessutom endast den högsta standardversionen vid bakåtkompatibilitet, varför resultaten framför allt illustrerar en förväntad förskjutning mot nyare standardgenerationer.




*Figur 15. Standardstöd idag och bedömd utveckling till 2030. Staplarna visar medianen av respondenternas uppskattningar. Siffrorna inom parentes anger antal svarande för nuläge respektive 2030. Frågan om nuläget avsåg andelen laddpunkter under respondentens kontroll som uppfyller respektive standard, medan frågan om 2030 avsåg andelen av beståndet som bedöms uppfylla standarden. Resultaten bör därför främst tolkas som en indikation på den förväntade utvecklingsriktningen.*

# 6. Tekniska möjligheter och utmaningar

## 6.1 Att styra mot flera mål samtidigt

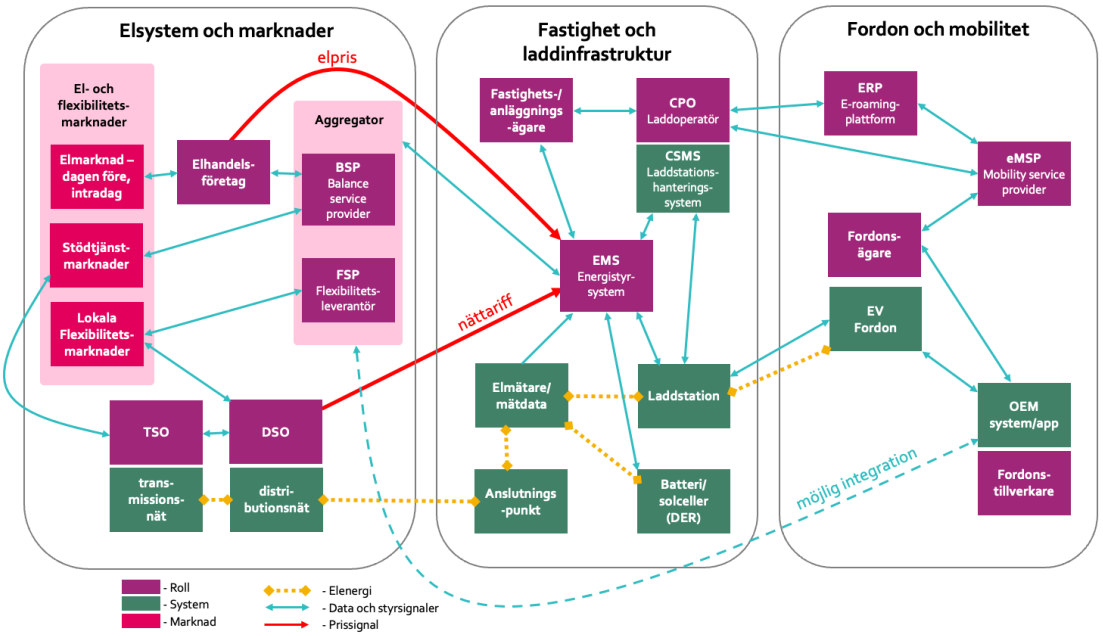
En viktig fråga för att smart laddning ska ta nästa steg är hur laddningen kan gå från relativt enkel styrning, exempelvis utifrån laddscheman eller enskilda prissignaler, till optimering som tar hänsyn till flera nyttor, prissignaler och behov i elsystemet samtidigt. Detta ställer nya krav på såväl tekniska lösningar som på samverkan mellan de aktörer som är involverade.

I smart laddningstrappan motsvarar detta framför allt förflyttningen mot steg 4, där laddningen inte längre styrs mot en enskild signal eller ett enskilt behov utan behöver optimeras utifrån flera mål samtidigt.

När flera styrsignaler ska hanteras samtidigt behöver olika system och komponenter kunna utbyta information och styrningen samordnas. Det kan exempelvis ske genom att en aktör eller plattform samlar flera funktioner och genomför en övergripande optimering. En annan möjlighet är att styrningen fördelas mellan flera system som ansvarar för olika funktioner. I det senare fallet behövs mekanismer för att prioritera mellan styrsignaler och hantera situationer där olika mål står i konflikt med varandra.

En samlad lösning kan förenkla optimeringen, men om den bygger på en leverantörsspecifik plattform kan den samtidigt skapa inlåsningseffekter. Flera intervjuade aktörer framhåller därför behovet av en tydlig ansvarsfördelning för styrningen. Det behöver dock inte innebära att alla styrbeslut fattas på ett och samma ställe i systemet.

Figuren nedan ger en schematisk bild av hur data och energi kan flöda mellan olika aktörer och komponenter och hur prissignaler inverkar. Alla kopplingar är inte relevanta för alla former av smart laddning, men figuren illustrerar hur många aktörer som kan vara involverade och ha intressen i hur laddningen styrs. Det finns inte heller en enda given väg för styrningen. Beroende på lösning kan olika aktörer, system och gränssnitt användas för att påverka laddningen. I takt med att smart laddning utvecklas blir därför samverkan mellan aktörer och interoperabilitet mellan olika system allt viktigare.




*Figur 16. Schematisk bild av aktörer, system samt energi-, data- och styrflöden som kan ingå i smart laddning. Olika lösningar kan använda olika styrvägar och gränssnitt.*

Ekosystemet kan även beskrivas utifrån de funktioner som krävs för att flexibiliteten hos en enskild resurs ska kunna samordnas och i vissa fall tillgängliggöras på en marknad. Figur 17 visar en förenklad funktionell lagermodell, från den fysiska flexibilitetsresursen till marknadsaccess. Lagren motsvarar inte nödvändigtvis separata aktörer – en aktör kan tillhandahålla funktioner i flera lager och olika aktörer kan samverka för att täcka hela kedjan.

Modellen kan användas för att tydligare identifiera vilken roll olika aktörer i ekosystemet har och hur de kan samverka med andra aktörer i ekosystemet. I de följande avsnitten används modellen för att tydliggöra var i kedjan olika former av styrning, integration och marknadsfunktioner huvudsakligen hör hemma.

| Lager | Vad gör aktören? | Typiska funktioner och roller |
|---|---|---|
| **1. Flexibel resurs** | Tillhandahåller den fysiska flexibiliteten | Elfordon/laddning, batteri, värmepump, solcellsproduktion, industriell last |
| **2. Lokal styrning / lastbalansering** | Styr en eller flera resurser lokalt | Lastbalansering, effektvakt, fasbalansering, schemaläggning, V1G/V2X |
| **3. Energi- och hemenergistyrning (EMS/HEMS)** | Optimerar flera resurser tillsammans bakom mätaren | EV + batteri + sol + värme, effekttoppskapning, egenanvändning, spotprisoptimering |
| **4. Plattform, anslutning och integration** | Kopplar samman och tillgängliggör resurser för överordnad styrning och tjänster | Laddplattform/CSMS, OCPP, OEM-API:er, gateways, datanormalisering, styrkommandon |
| **5. Aggregering / VPP** | Samlar många distribuerade resurser till en gemensamt styrbar portfölj | Aggregering, prognostisering, tillgänglighet, portföljstyrning, aktivering, VPP |
| **6. Marknadsoptimering** | Bestämmer **när, var och hur** flexibiliteten skapar högst värde | Dagen före-marknaden, intradag, FCR, aFRR, mFRR, lokal flexibilitet, arbitrage, optimering mellan flera marknader |
| **7. Marknadsaccess / formell marknadsroll** | Möjliggör deltagande på marknader och/eller innehar de formella marknadsrollerna | BSP, BRP, FSP (lokala flexibilitetstjänster), marknadsavtal, budgivning och formellt marknadstillträde |

*Figur 17. Funktionell lagermodell för smart styrning och flexibilitet. Modellen illustrerar funktioner från den fysiska flexibilitetsresursen och lokal styrning till aggregering, marknadsoptimering och marknadsaccess. Lagren motsvarar inte separata aktörer – en aktör kan tillhandahålla funktioner i flera lager och flera aktörer kan samverka i samma kedja. Alla lager behöver inte ingå i en viss tillämpning av smart laddning.*

## 6.2 Fordonets kommunikation med laddsystemet

I gränssnittet mellan fordon och laddinfrastruktur finns flera hinder för mer avancerad smart laddning. Fordonstillverkare lyfter bland annat behovet av bättre tillgång till maskinläsbara prissignaler och information om kundens elavtal. Ett exempel är effektavgifter, där standardiserad och maskinläsbar information skulle göra det enklare att utveckla styrning som fungerar på flera marknader.

I lagermodellen berör detta framför allt gränssnittet mellan den fysiska resursen och den lokala styrningen (lager 1–2) samt de plattformar och integrationer som gör informationen tillgänglig för överordnad styrning (lager 4).

För fordonstillverkarna är skalbarhet en viktig fråga. Utveckling av funktioner i fordon innebär betydande kostnader och långa produktcykler. Hårdvaruförändringar behöver normalt införas i nya fordonsgenerationer eller plattformar, och även förändringar i mjukvara kan vara kostsamma att utveckla, validera och underhålla. Det behöver därför finnas tillräckliga ekonomiska incitament och en möjlighet att använda samma lösningar för många fordonsmodeller och marknader. Skillnader mellan länder i exempelvis strukturer för nätavgifter och andra styrsignaler, liksom behovet av specifika integrationer mot enskilda aktörer, försvårar sådan skalbarhet.

En annan fråga är vilken information som kan utbytas mellan fordonet och de system som styr laddningen. Laddboxen kan redan i dag styra den effekt som tillförs fordonet utan detaljerad information från bilen. Mer avancerad optimering underlättas däremot av information om exempelvis batteriets laddningsnivå (SoC), önskad laddningsnivå och andra begränsningar eller behov hos fordonet.

Sådan information kan göras tillgänglig på olika sätt. Den kan exempelvis förmedlas via fordonstillverkarens uppkopplade tjänster eller genom direkt kommunikation mellan fordon och laddstation. För det senare är ISO 15118 en central standard. Det kräver att både fordon och laddutrustning stöder relevanta delar av standarden, vilket innebär att stöd i laddutrustningen i sig inte är tillräckligt.

Flera intervjuade aktörer upplever samtidigt att fordonstillverkarna hittills varit försiktiga med att ge tredjepartsaktörer tillgång till fordonsdata och styrmöjligheter. En möjlig förklaring som lyfts i intervjuerna är att fordonstillverkarna fortfarande utvecklar sina strategier för vilka delar av smart laddning och energitjänster de själva vill kontrollera och vilka som ska kunna hanteras av andra aktörer. Detta kan begränsa möjligheten att utveckla smarta laddtjänster som fungerar oberoende av bilmärke.

## 6.3 Hur ska styrningen samordnas?

Laddningen kan styras från flera olika delar av systemet, exempelvis från laddoperatörens backend, ett centralt energiledningssystem (EMS) i fastigheten eller en aggregators plattform. Styrningen kan också fördelas mellan flera sådana system. Det finns i dag ingen etablerad modell för hur ansvaret ska fördelas eller hur olika mål och systemnyttor ska prioriteras.

Flera intervjuade aktörer ser en utveckling mot att en större del av den lokala optimeringen sker på fastighetsnivå. Ett skäl är att laddningen i allt högre grad behöver samordnas med andra energiresurser i fastigheten, exempelvis solceller och stationära batterier. Ett centralt energiledningssystem kan då optimera resurserna utifrån fastighetens behov och begränsningar. I lagermodellen motsvarar detta framför allt energi- och hemenergistyrning i lager 3.

Samtidigt kan andra aktörer optimera resurserna utifrån andra mål. En aggregator kan exempelvis använda den flexibilitet som finns tillgänglig för optimering mot el- och stödtjänstmarknader. En modell som lyfts i intervjuerna, benämnd *Combined Control*, innebär att den lokala styrningen och

aggregatorns marknadsoptimering samverkar, snarare än att all styrning behöver ske i ett och samma system.

En förutsättning för en sådan uppdelning är att systemen kan kommunicera med varandra genom väl definierade gränssnitt. Aggregatorer och andra aktörer som arbetar med flexibilitet föredrar därför att integrera mot ett centralt system i fastigheten eller mot laddoperatörens backend, snarare än att utveckla separata integrationer mot enskilda laddare, produkter och leverantörer. Standardiserade gränssnitt skulle kunna minska behovet av sådana leverantörsspecifika integrationer.

I lagermodellen är det framför allt funktionerna för plattform, anslutning och integration i lager 4 som möjliggör denna koppling mellan lokal styrning och överordnad aggregering och optimering.

I dag är detta fortfarande en utmaning. Olika aktörer använder olika backend-system och styrplattformar, vilket innebär att integration ofta kräver betydande anpassning. De intervjuade aktörerna pekar därför på ett fortsatt utvecklingsbehov både mellan laddsystem och fastighetens energiledningssystem och mellan dessa system och externa aktörer som aggregatorer.

## 6.4 Att kombinera prissignaler och flexibilitetstjänster

En central utmaning för mer avancerad smart laddning är att kunna kombinera flera olika styrsignaler och flexibilitetstjänster. Laddningen kan exempelvis behöva anpassas till kundens laddbehov, fastighetens effektbegränsningar och varierande elpriser, samtidigt som flexibilitet erbjuds på olika marknader. Detta ställer krav på systemens förmåga att samordna olika styrfunktioner och optimera användningen av den tillgängliga flexibiliteten. I detta avsnitt ligger fokus på de tekniska och systemmässiga förutsättningarna för sådan samordning, medan marknadsmässiga hinder och incitament behandlas närmare i kapitel 9.

De intervjuade aktörerna bedömer att den tekniska komplexiteten varierar beroende på vilka styrfunktioner som kombineras. Lastbalansering, effekttoppsbegränsning (peak shaving) och prisoptimering utifrån spotpris är redan etablerade funktioner. Att kombinera marknadsbaserad flexibilitet med traditionell effekttoppsbegränsning behöver inte heller innebära några större tekniska svårigheter. Mer avancerad optimering krävs däremot när styrningen ska ta hänsyn till flera ekonomiska styrsignaler och åtaganden samtidigt.

Ett exempel är optimering mot nätföretagens effektavgifter. I många av de avgiftsmodeller som tillämpades när intervjuerna genomfördes påverkades kostnaden av en eller flera effekttoppar under en längre period. Den optimala laddningen kunde därför bero både på kundens tidigare effektuttag och på den förväntade belastningen under återstoden av perioden. De intervjuade aktörerna bedömde samtidigt att effektavgifter kan ge starka ekonomiska styrsignaler, som i vissa fall får större betydelse för laddningens förläggning än variationer i spotpriset. Flera aktörer arbetade därför med lösningar för effektavgiftsoptimering. Utvecklingen försvårades dock av skillnader mellan nätföretagens avgiftsmodeller och av att information om dessa inte alltid fanns tillgänglig i enhetliga och maskinläsbara format.

Även deltagande på flera flexibilitetsmarknader ställer krav på mer avancerad optimering. Beslut och åtaganden på olika marknader görs vid olika tidpunkter och påverkar hur mycket flexibilitet som

finns tillgänglig för andra tjänster. De intervjuade aktörerna lyfter därför behovet av bättre prognoser och systemstöd som kan samordna olika åtaganden och löpande bedöma den återstående flexibiliteten. I lagermodellen är detta en central funktion i lager 6, där flexibiliteten optimeras mellan olika marknader och användningsområden.

Även nätägare lyfter behovet av bättre och mer högupplösta prognoser. Arbete pågår för att öka koordineringen mellan exempelvis nationella stödtjänstmarknader och lokala flexibilitetsmarknader, men enligt intervjuade aktörer inom e-mobilitet finns fortfarande ett betydande behov av bättre samordning mellan DSO och TSO. Samtidigt framhåller aktörerna vikten av att hitta en balans mellan avancerad optimering och lösningar som är tillräckligt enkla, robusta och förutsägbara för kunderna.




*Figur 18. Metoder och verktyg för att anskaffa flexibilitet. Från delrapport 2 i projektet FlexAbility*[27].

Sammantaget är det alltså inte nödvändigtvis de enskilda styrfunktionerna som utgör den största tekniska utmaningen, utan möjligheten att kombinera dem och samordna användningen av flexibiliteten mellan olika behov och marknader. Hur komplex denna optimering behöver vara påverkas också av utformningen av de ekonomiska styrsignalerna. Mot bakgrund av regeringens besked i mars 2026 om att pausa införandet och utreda effektavgifternas utformning är det exempelvis osäkert hur stora utmaningarna kopplade till optimering mot effektavgifter kommer att vara framöver[28].

## 6.5 Begränsningar i hårdvara, mjukvara och systemarkitektur

De flesta aktörer som arbetar i dagens ekosystem för laddinfrastruktur är överens om att laddare som inte kan uppdateras via mjukvara sannolikt inte kommer att uppgraderas med ny hårdvara. I stället byts laddboxen när det behövs av andra anledningar. Branschen ser alltså inte att smart laddning i dagsläget är ett tillräckligt starkt incitament för kunderna att byta laddbox i förtid. De

[27] Power Circle (2025), *FlexAbility delrapport 2: Utveckling av marknader och verktyg för flexibilitet.* https://powercircle.org/flexability_delrapport_2.pdf
[28] Klimat- och näringslivsdepartementet (2026), *Krav på införande av effektavgifter stoppas*. https://www.regeringen.se/pressmeddelanden/2026/03/krav-pa-inforande-av-effektavgifter-stoppas/

flesta laddare bedöms dock kunna uppgraderas eller anpassas genom mjukvara, medan endast en mindre del av beståndet saknar uppkoppling eller tillräckligt avancerad hårdvara. Ett undantag är dubbelriktad laddning, där det kan krävas ny hårdvara för att möjliggöra effektflöde från fordonet. Flera aktörer på både ladd- och fordonssidan bedömer att sådan funktionalitet på sikt skulle kunna ge kunder ett större incitament att byta laddbox.

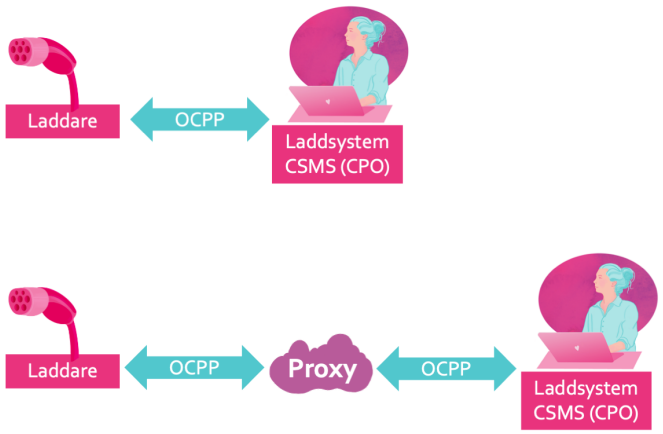
En annan viktig komponent för smart styrning är tillgången till mätdata från fastigheten. Smarta elmätare kan via kundgränssnittet ge ett lokalt styrsystem tillgång till mätvärden i nära realtid. Dessa kan exempelvis användas för att anpassa laddningen efter fastighetens totala effektuttag och därmed undvika att säkrings- eller effektgränser överskrids. Själva styrningen av laddaren sker däremot normalt i ett separat system, exempelvis laddarens backend eller ett lokalt energiledningssystem. Vilka begränsningar som finns beror därför på hela kedjan från mätning och kommunikation till styrsystem och laddare.

En ytterligare aspekt som påverkar potentialen för smart styrning är responstiden, det vill säga hur snabbt systemet kan reagera på en styrsignal. Kraven varierar kraftigt mellan olika tillämpningar. För vissa former av optimering är det tillräckligt att kunna flytta laddningen mellan timmar, medan andra tjänster kräver respons inom sekunder.

Hur snabbt resurserna kan reagera är en ytterst komplex fråga som beror på tekniken i respektive komponent, men också hur olika aktörer valt att sätta upp sina system. Om styrsignalen behöver passera flera externa system och molntjänster tillkommer kommunikationsvägar som kan öka svarstiden och skapa beroenden av internetanslutning och externa system. Lokal styrning kan därför ha fördelar när snabb och robust respons är viktig.

Även hur laddsystemet är integrerat mot externa aktörer kan påverka responstiden. Vid en direkt integration kan exempelvis en aggregator kommunicera med laddsystemets backend utan att styrsignalen behöver passera ytterligare en aktörs molntjänst. Om kommunikationen i stället går via flera mellanliggande system kan svarstiden bli längre.

Ett exempel på hur systemarkitekturen kan påverka möjligheten till smart styrning är om kommunikationen mellan laddaren och laddoperatörens laddsystem (CSMS) sker direkt via OCPP eller via ett mellanliggande system. Vid en direkt OCPP-anslutning kommunicerar laddaren direkt med laddoperatörens CSMS. I andra lösningar går kommunikationen via exempelvis laddtillverkarens molnlösning eller proxy innan den når laddoperatörens system (se figur 19 nedan).




*Figur 19. Två principiella sätt för OCPP-kommunikation mellan laddare och laddsystem (CSMS).* ***Överst:*** *direkt OCPP-kommunikation mellan laddaren och laddsystemet.* ***Understt:*** *OCPP-kommunikation via en mellanliggande proxy, vilket innebär ytterligare ett led i kommunikationskedjan.*

Ett sådant mellanled kan fylla flera funktioner, exempelvis för drift, övervakning och felsökning, men innebär samtidigt ytterligare ett steg i kommunikationskedjan. Intervjuerna pekar på att detta kan ge längre responstider och skapa ett ytterligare tekniskt beroende, vilket kan ha betydelse när laddningen ska användas på flexibilitets- och stödtjänstmarknader med krav på snabb respons. En direkt OCPP-anslutning mellan laddaren och laddoperatörens CSMS kan i sådana fall ge en kortare kommunikationsväg.

## 6.6 Utvecklingen framåt?

I takt med att fler behov och förmågor ska vägas mot varandra blir styrningen av laddningen alltmer komplex. Hänsyn kan behöva tas till exempelvis situationen i elnätet, spotpris och andra prissignaler, laster i fastigheten samt verksamhetens och användarens transportbehov. Flera aktörer bedömer att AI och andra avancerade optimeringsmetoder kommer att få en viktig roll för att hantera denna komplexitet. De mest avancerade lösningarna framåt förväntas kunna väga samman fler behov och styrsignaler samtidigt.

En viktig aspekt är samtidigt kostnaden i förhållande till nyttan. Flera aktörer uppger att de redan i dag skulle kunna utveckla mer avancerade tekniska lösningar, men har avstått eftersom värdet är osäkert och efterfrågan på de tjänster som möjliggörs ännu inte bedöms vara tillräckligt stor. Möjligheten att uppnå tillräckliga volymer och skala är därför också viktig. Enligt en aktör i studien går det i princip att utveckla en plattform med kapacitet att hantera de flesta former av smart laddning, om det finns tillräcklig betalningsvilja för den.

Sammantaget tyder intervjuerna på att den grundläggande tekniken för smart laddning i stor utsträckning redan finns tillgänglig, men att det kvarstår utmaningar kopplade till bland annat interoperabilitet, tillgång till data och samordning mellan olika styrsystem. Flera av dessa utmaningar bedöms vara tekniskt möjliga att lösa, men utveckling och implementering förutsätter tillräckliga ekonomiska incitament och efterfrågan. För att potentialen i mer avancerad smart laddning ska kunna realiseras i större skala behöver nyttan av de tjänster som möjliggörs vara tillräckligt stor, samtidigt som värdet behöver vara tydligt för de kunder och aktörer som ska investera i och använda lösningarna.

# *Block C: Regelverk, styrmedel och marknad*

Teknisk förmåga och fungerande kommunikation är inte tillräckligt för att smart laddning ska få genomslag. Hur möjligheterna används påverkas också av regelverk, offentliga styrmedel, ansvarsfördelning, affärsmodeller och ekonomiska incitament.

I denna del behandlas först de regelverk och styrmedel som sätter ramarna för smart laddning och därefter de marknadsmässiga förutsättningarna för att flexibiliteten ska kunna skapa värde. Avslutningsvis fördjupas perspektivet genom en analys av lokala flexibilitetsmarknader, hur de fungerar i praktiken och vilka särskilda förutsättningar som gäller när elbilsladdning används som flexibilitetsresurs.

**7. Regelverk**
**8. Stöd och policyutveckling**
**9. Marknadsmässiga hinder och incitament**
**10. Elbilsladdning och lokala flexibilitetsmarknader**

# 7. Regelverk

Smart laddning befinner sig i skärningspunkten mellan transport-, byggnads- och elmarknadsreglering. Regelverken påverkar därför både vilken funktionalitet laddinfrastrukturen måste ha och hur flexibiliteten får användas. Här följer några av de viktigaste.

## 7.1 Krav på laddinfrastrukturen – EPBD och AFIR

EU:s regelverk för laddinfrastruktur har successivt utvecklats från att framför allt styra hur mycket laddinfrastruktur som ska byggas till att även ställa krav på vilken teknisk funktionalitet och interoperabilitet infrastrukturen ska ha. Två centrala regelverk är direktivet om byggnaders energiprestanda (EPBD) och förordningen om utbyggnad av infrastruktur för alternativa drivmedel (AFIR).

### EPBD – krav kopplade till byggnader

EPBD *(Energy Performance in Buildings Directive)*, på svenska direktivet om byggnaders energiprestanda, rör till vissa delar laddinfrastruktur och har implementerats i Sverige via plan- och bygglagstiftningen. Direktivet ställer bland annat krav på förberedelse för och i vissa fall uppförande av laddpunkter vid nybyggnation och renovering av uppvärmda byggnader med ett visst antal parkeringsplatser. Det finns även retroaktiva krav för vissa befintliga byggnader. Kraven skiljer sig åt mellan bostads- och lokalbyggnader.

I den senaste revisionen av direktivet, som skulle implementeras senast den 29 maj 2026, har det tillkommit krav på att medlemsstaterna ska säkerställa att de laddningspunkter som direktivet avser

*”kan använda smart laddning och, om så är lämpligt, dubbelriktad laddning, och att de drivs på grundval av allmänt tillgängliga och icke-diskriminerande kommunikationsprotokoll och kommunikationsstandarder, på ett interoperabelt sätt och i överensstämmelse med eventuella*

*europeiska standarder och delegerade akter som antas enligt artikel 21.2 och 21.3 i förordning (EU) 2023/1804."*

Kommissionen driver därmed på för att smart laddning ska vara en grundläggande förmåga i den laddinfrastruktur som omfattas av direktivet, samtidigt som krav ställs på interoperabilitet och användning av öppet tillgängliga kommunikationsprotokoll och standarder. De tekniska kraven kopplas i sin tur till AFIR-förordningen (EU 2023/1804) och de delegerade akter som antas med stöd av denna.

I Sverige har det reviderade direktivet genomförts bland annat genom ändringar i plan- och bygglagstiftningen och Boverkets nya föreskrifter om hållbar mobilitet (BFS 2026:4). Föreskrifterna innehåller både krav på utbyggnad och tekniska krav på laddningspunkterna, däribland krav kopplade till smart och dubbelriktad laddning[29].

### AFIR – *Alternative Fuels Infrastructure Regulation*

AFIR-förordningen (EU 2023/1804) började tillämpas den 13 april 2024 och innehåller bindande krav på EU medlemsstater att säkerställa en miniminivå på utbyggnaden av publik laddinfrastruktur. AFIR innehåller både krav på geografisk täckning och installerad laddeffekt, men även bestämmelser om bland annat betalning, datautbyte, tekniska krav och interoperabilitet[30].

För smart laddning är ett centralt krav att alla publika laddpunkter ska vara digitalt uppkopplade och att publika laddpunkter som byggts efter den 13 april 2024 eller renoverats efter den 14 oktober 2024 ska kunna hantera smart laddning. Att laddpunkten ska kunna hantera smart laddning innebär dock inte att laddningen alltid måste styras smart, utan att den tekniska förmågan ska finnas. AFIR definierar en digitalt uppkopplad laddpunkt som en laddpunkt som bland annat kan skicka och ta emot information i realtid samt fjärrövervakas och fjärrstyras.

De tekniska kraven i AFIR kompletteras genom delegerade akter. I den delegerade förordningen (EU) 2025/656 har EU-kommissionen bland annat preciserat vilka standarder som ska tillämpas för kommunikationen mellan elfordon och laddpunkt. Publika laddpunkter som installeras eller renoveras från den 8 januari 2026 ska för interoperabilitet minst uppfylla standarderna EN ISO 15118–1 till –5. Från den 1 januari 2027 ska nya eller renoverade publika laddpunkter dessutom minst uppfylla EN ISO 15118–20:2022. Samma standard ska från detta datum även uppfyllas av nya eller renoverade icke-publika laddpunkter för Mode 3- och Mode 4-laddning[31].

ISO 15118–20 möjliggör mer avancerad kommunikation mellan fordon och laddpunkt och stödjer bland annat funktioner som avancerad smart laddning, dubbelriktad laddning och Plug & Charge. Kravet på stöd för standarden innebär däremot inte att samtliga funktioner som standarden möjliggör måste erbjudas. Exempelvis är det fortsatt frivilligt för en laddoperatör att erbjuda

[29] Boverket (2026), *Hållbar mobilitet.* https://www.boverket.se/sv/PBL-kunskapsbanken/regler-om-byggande/hallbar-mobilitet/
[30] Effektivare stöd för laddinfrastruktur, ER 2025:12
[31] Kommissionens delegerande förordning (EU) 2025/656 om ändring av Europaparlamentets och rådets förordning (EU) 2023/1804 vad gäller standarder för trådlös laddning, elvägssystem, kommunikation mellan fordon och elnät och vätgasförsörjning för vägtransportfordon, https://eur-lex.europa.eu/eli/reg_del/2025/656/oj/eng

tjänster som dubbelriktad laddning och Plug & Charge. Om en ny eller renoverad publik laddpunkt från den 1 januari 2027 erbjuder automatisk autentisering och auktorisering, exempelvis genom Plug & Charge, ska den dock stödja både EN ISO 15118–2 och EN ISO 15118–20.

AFIR och dess delegerade akter innebär därmed att kraven på interoperabilitet successivt skärps. Det skapar bättre tekniska förutsättningar för smart och dubbelriktad laddning, samtidigt som det inte i sig innebär att dessa funktioner faktiskt kommer att användas.

## 7.2 BSP/BRP-rollen

För att elbilsladdning ska kunna delta på Svenska kraftnäts marknader för stödtjänster behöver flexibiliteten normalt aggregeras och erbjudas av en leverantör av balanstjänster, BSP (Balancing Service Provider). Detta motsvarar marknadsaccess i lager 7 i den funktionella lagermodellen som presenterades i kapitel 6.

En BSP ansvarar för att leverera de stödtjänster som aktören har åtagit sig, medan en balansansvarig part, BRP (Balance Responsible Party), har det ekonomiska ansvaret för obalanser mellan tillförsel och uttag av el i de punkter där aktören har balansansvar. Roller som BSP och BRP infördes som separata avtalsroller i Sverige den 1 maj 2024 och ersatte den tidigare rollen balansansvarig.

Uppdelningen är relevant för smart laddning eftersom den på sikt ska göra det möjligt för en aktör att aggregera flexibilitet från exempelvis många elbilar och erbjuda denna på balansmarknaderna utan att samtidigt behöva vara balansansvarig för kundernas elanvändning. Detta brukar beskrivas som oberoende aggregering.

BSP- och BRP-rollerna är dock ännu inte fullt implementerade i den form som är avsedd. Sedan 2024 är rollerna avtalsmässigt separerade, men en förutsättning för att teckna BSP-avtal är tills vidare att aktören även är BRP i de leveranspunkter där stödtjänster ska levereras. Det innebär att en fristående BSP ännu inte självständigt kan samla resurser från kunder med olika balansansvariga parter och erbjuda dem som en gemensam resurs på balansmarknaden.

Detta är särskilt relevant för distribuerade resurser som elbilsladdning, där ett stort antal relativt små resurser behöver samlas för att skapa en tillräckligt stor volym. Sverige har omkring 70 balansansvariga parter, samtidigt som resurserna finns utspridda över ett stort antal kunder och elhandelsavtal. För en aggregator innebär dagens modell därför att tillgången till en kunds flexibilitet också är beroende av den balansansvariga parten i leveranspunkten. I projektets intervjuer lyfts detta som en barriär för att skala upp aggregering av elbilsladdning. En intervjuad aggregator beskriver exempelvis dagens koppling mellan BSP- och BRP-rollerna som en begränsning för att skala upp aggregering, eftersom tillgången till resurser är beroende av vilka balansansvariga parter de är kopplade till.

Svenska kraftnäts slutliga modell innebär att en BSP ska kunna agera oberoende av BRP och även aggregera resurser som tillhör flera olika balansansvariga parter. För att detta ska fungera behöver Svenska kraftnät kunna verifiera BSP-leverans och justera balansavräkningen så att de berörda balansansvariga parterna inte påverkas av den aktivering som BSP genomför. Svenska kraftnät

bedömer för närvarande att den fullständiga implementeringen av BSP- och BRP-rollerna ska vara slutförd 2029 [32, 33].

För smart laddning kan förändringen sänka tröskeln för aggregatorer och andra aktörer att samla flexibilitet från ett stort antal elbilar och erbjuda den på balansmarknaderna. Frågan illustrerar samtidigt att teknisk förmåga att styra och aggregera laddning inte är tillräcklig för marknadsdeltagande. Även marknadsroller, ansvar för obalanser, verifiering och avräkning behöver vara utformade för att möjliggöra aggregering av distribuerade resurser.

## 7.3 Efterfrågeflexibilitet och elnät – ellagen, NC DR

Elbilsladdning kan utgöra efterfrågeflexibilitet genom att laddningen ökas, minskas eller flyttas i tid utifrån exempelvis elpris, nätavgift eller en signal från en aktör som efterfrågar flexibilitet. Förutom deltagande på Svenska kraftnäts balansmarknader kan flexibiliteten användas mer lokalt för att bidra till ett effektivare utnyttjande av elnäten.

Det svenska elmarknadsregelverket har under senare år utvecklats för att stärka möjligheten att tillhandahålla efterfrågeflexibilitet. Enligt ellagen får en leverantör av aggregeringstjänster inte hindras av andra marknadsaktörer från att få tillträde till elmarknaderna. En elanvändare ska också, oberoende av sitt avtal med en elleverantör och utan dennes godkännande, kunna köpa och sälja andra eltjänster än elleverans. Nätföretag får samtidigt inte ställa tekniska krav eller andra villkor som försvårar efterfrågeflexibilitet, annat än vad som krävs för en säker, tillförlitlig och effektiv drift av elnätet [34].

Efterfrågeflexibilitet kan även användas av elnätsföretag för att hantera lokala nätbegränsningar och utnyttja befintlig nätkapacitet effektivare. Om ett elnätsföretag behöver anskaffa flexibilitetstjänster ska detta i första hand ske genom marknadsbaserade metoder, exempelvis genom bilaterala avtal eller lokala flexibilitetsmarknader. Under 2025 godkände Energimarknadsinspektionen de första gemensamma standardiserade marknadsprodukterna för flexibilitetstjänster från svenska elnätsföretag. Användningen är dock fortfarande begränsad. I Energimarknadsinspektionens kartläggning Flexläget 2026 uppgav omkring fem nätföretag att de erbjuder eller deltar i en eller flera lokala flexibilitetsmarknader. Urvalet innehöll 170 nätföretag, varav 49 svarade[35].

Regelverket för efterfrågeflexibilitet väntas utvecklas ytterligare genom EU:s kommande nätanslutningsföreskrift för efterfrågeflexibilitet, *Network Code on Demand Response* (NC DR). Föreskriften har ännu inte trätt i kraft men ska skapa mer gemensamma regler för hur flexibilitet kan erbjudas och användas i transmissions- och distributionsnäten. Den väntas bland annat reglera

[32] Svenska kraftnät (2026), *Införande av aktörsrollerna BSP och BRP*. https://www.svk.se/utveckling-av-kraftsystemet/systemansvar--elmarknad/inforande-av-aktorsrollerna-bsp-och-brp/
[33] 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 (omarbetning). https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SV/TXT/?uri=CELEX%3A32019L0944
[34] SFS 1997:857, *Ellag*, Klimat- och näringslivsdepartementet RSE. https://www.riksdagen.se/sv/dokument-och-lagar/dokument/svensk-forfattningssamling/ellag-1997857_sfs-1997-857/
[35] Energimarknadsinspektionen (2025), *Anskaffning av flexibilitetstjänster*. https://ei.se/bransch/flexibilitet-i-elsystemet/effektivt-natutnyttjande/anskaffning-av-flexibilitetstjanster

koordinering och datautbyte mellan nätföretag, harmonisering av flexibilitetsprodukter, förkvalificering och verifiering av flexibilitetsresurser samt marknadsbaserad anskaffning, aktivering och avräkning av lokala flexibilitetstjänster. Ett nationellt informationssystem för flexibilitet är också en del av den kommande regleringen [36].

I projektets referensgrupp har även långa förkvalificeringstider lyfts som en praktisk barriär för att få nya flexibilitetsresurser godkända för marknadsdeltagande.

För smart elbilsladdning är utvecklingen betydelsefull eftersom den kan skapa mer harmoniserade förutsättningar för att aggregera och erbjuda flexibilitet till olika elnätsföretag. Detta är särskilt relevant i Sverige, där ett stort antal elnätsföretag annars kan innebära olika lokala processer, produkter och krav för en aktör som vill använda distribuerade resurser i flera nätområden.

En ytterligare utveckling gäller koordineringen mellan Svenska kraftnät och distributionsnätsföretagen när resurser i lokal- och regionnät används för stödtjänster. Under hösten 2026 remitterar Svenska kraftnät ett nytt avtalsförslag som genomför kraven i artikel 182 i EU:s riktlinjer för driften av elöverföringssystem (SO GL – *System Operation Guideline*). Avtalet är planerat att införas stegvis från våren 2027 och reglerar bland annat en ny process för förkvalificering till elnätet. Det innebär att berört elnätsföretag ska kunna bedöma hur deltagande på marknaderna för stödtjänster påverkar driftsäkerheten i distributionsnätet. Om en nätanalys visar att leveransen kan påverka driftsäkerheten negativt kan elnätsföretaget begränsa den kapacitet som får delta eller neka deltagande. Elnätsföretaget kan även införa tillfälliga begränsningar utifrån nätets aktuella förutsättningar [37].

Förslaget skapar därmed en tydligare mekanism för att hantera den målkonflikt som kan uppstå när en flexibilitetsresurs är värdefull för balanseringen av det övergripande elsystemet medan dess aktivering även riskerar att skapa problem i det lokala nätet.

Samtidigt innebär modellen en osäkerhet för aktörer som investerar i exempelvis batterilager och andra flexibilitetsresurser. Flera aktörer har uttryckt oro för att resurser kan begränsas eller nekas deltagande på stödtjänstmarknaderna under längre perioder. Förkvalificerade resurser ska genomgå en förnyad bedömning minst vart femte år, vilket väcker frågor kring hur nuvarande resurser påverkas och hur snabbt en begränsning kan omprövas. Eftersom ingen ekonomisk ersättning utgår när en resurs begränsas eller nekas leverans på grund av nätförhållanden kan detta påverka både intäktsmöjligheten och förutsägbarheten i investeringar i flexibilitetsresurser. Hur processen för begränsningar och omprövning utformas i praktiken blir därför viktig för balansen mellan distributionsnätens behov av driftsäkerhet och möjligheten att tillgängliggöra distribuerade resurser för balanseringen av elsystemet.

Även andra modeller utvecklas för att förbättra koordineringen mellan lokal nätstyrning och deltagande på överliggande marknader. Ett exempel är Nodes arbete med så kallad armering inom

[36] Svenska kraftnät (2025), *Network Code Demand Response (NC DR) - kommande reglering för ökad flexibilitet i elnätet.* https://www.svk.se/om-kraftsystemet/legalt-ramverk/eu-lagstiftning-/network-code-demand-response-nc-dr/
[37] Svenska kraftnät (2026), *Information om artikel 182 i SO GL*. https://www.svk.se/aktorsportalen/bidra-med-reserver/forkvalificering/information-om-artikel-182-i-so-g/

den norska flexibilitetsmarknaden Euroflex. Modellen innebär att en flexibilitetsresurs kan omfattas av ett tillgänglighetsavtal med nätföretaget men samtidigt delta på andra marknader under perioder då resursen inte bedöms behövas lokalt. När nätföretaget förutser ett lokalt behov kan resursen i stället ”armeras” och reserveras för det lokala nätet. Sådana lösningar illustrerar möjligheten att koordinera användningen av samma flexibilitetsresurs mellan olika marknader utan att permanent reservera den för ett enskilt användningsområde.

## 7.4 Särskilda regelverksfrågor för V2G

Dubbelriktad laddning innebär att el inte bara kan överföras från elnätet till fordonets batteri utan även i motsatt riktning. AFIR definierar dubbelriktad laddning som smart laddning där riktningen på elflödet kan vändas så att el kan flöda från batteriet till den laddpunkt som fordonet är anslutet till. När el också kan matas ut mot elnätet aktualiseras därför delvis andra regelverksfrågor än vid vanlig och smart laddning.

En central fråga är vilka tekniska krav som ska gälla för anslutningen till elnätet. Dagens europeiska nätföreskrift (net code) *Requirements for Generators* (RfG) innehåller gemensamma krav för nätanslutning av elproduktionsanläggningar, men är inte utformad specifikt för V2G. I den pågående revideringen av RfG föreslås däremot särskilda krav för V2G-fordon och tillhörande laddutrustning. Syftet är bland annat att säkerställa att V2G-utrustning uppträder på ett förutsägbart sätt vid exempelvis frekvens- och spänningsavvikelser i elnätet. Förslaget skiljer också mellan olika typer av V2G-utrustning och anger hur nätfunktioner ska fördelas mellan fordon och laddutrustning[38].

Även på svensk nivå har behovet av tydligare anslutningsregler identifierats. I Energimarknadsinspektionens bedömning av dubbelriktad laddning har elnätsföretag bland annat efterfrågat en tydlig process för anmälan och godkännande av anslutningar som möjliggör V2G. Som jämförelse finns redan etablerade branschprocesser för anslutning av exempelvis solceller och energilager, medan motsvarande gemensamma tillämpning för V2G fortfarande är under utveckling[39].

V2G aktualiserar också frågor om mätning och avräkning. När el kan flöda både till och från fordonet behöver inmatningen kunna mätas och hanteras på ett sätt som fungerar tillsammans med elmarknadens övriga processer och de tjänster som fordonet deltar i. Vilka krav som blir relevanta beror bland annat på om flexibiliteten används bakom kundens anslutningspunkt eller innebär faktisk inmatning till det allmänna elnätet.

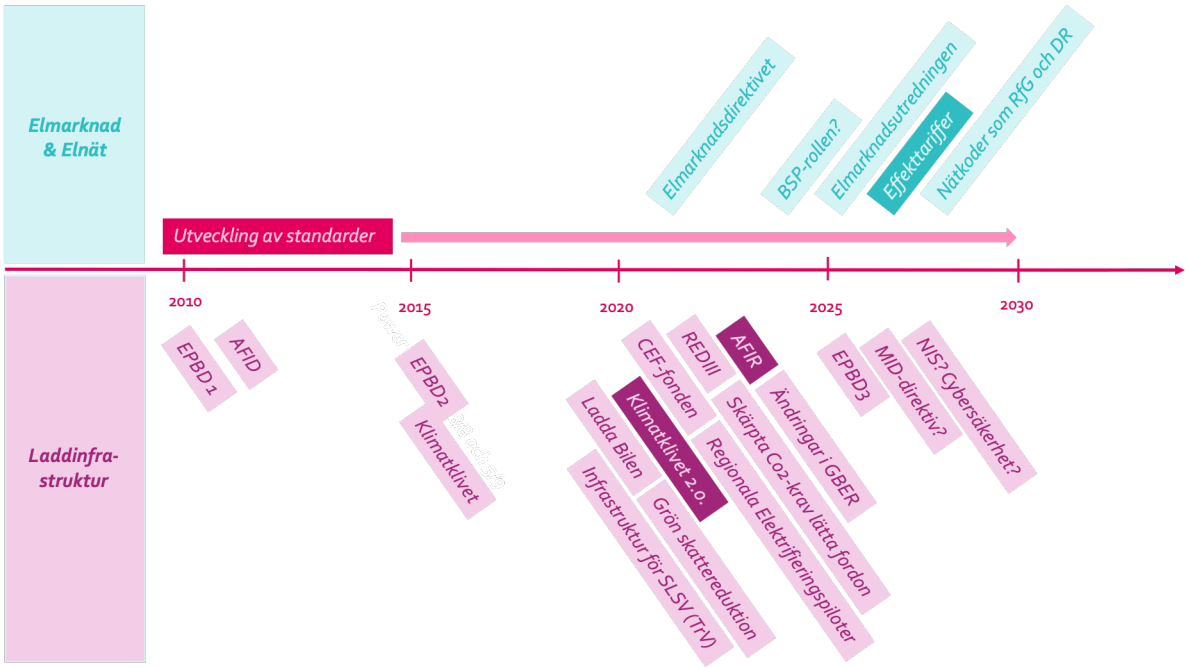
Även regelverket för mätning utvecklas. Genom direktiv (EU) 2026/706 har EU:s mätinstrumentdirektiv (MID) kompletterats med särskilda krav för mätsystem i laddutrustning för

[38] EU (2026), *Establishing a network code on requirements for grid connection of generators and repealing Regulation (EU) 2016/631*. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=PI_COM%3AAres%282026%296819642

[39] Energimarknadsinspektionen (2024), *Förutsättningar för elfordon att bidra till elsystemets flexibilitet och hur dubbelriktad laddning kan bidra till minskade kostnader Ei R2024:08*. https://ei.se/om-oss/publikationer/publikationer/rapporter-och-pm/2024/forutsattningar-for-elfordon-att-bidra-till-elsystemets-flexibilitet-och-hur-dubbelriktad-laddning-kan-bidra-till-minskade-kostnader-ei-r202408

elfordon. De nya reglerna omfattar mätning av energiöverföring i båda riktningarna och är därmed relevanta även för dubbelriktad laddning. Harmoniserade krav på mätningen är en viktig del i att möjliggöra korrekt debitering och andra marknadsprocesser när energi kan överföras både till och från fordonet[40].

Regelverket för V2G är därmed fortfarande under utveckling. Samtidigt sker en successiv harmonisering på EU-nivå genom standardiseringskrav för kommunikationen mellan fordon och laddpunkt och genom den pågående revideringen av nätanslutningsföreskrifter *(net codes)*. För V2G räcker det därför inte att bilen och laddutrustningen tekniskt kan hantera dubbelriktade effektflöden. Även anslutningskrav, mätning, marknadsprocesser och ansvar mellan fordon, laddutrustning och nät behöver vara tydligt definierade.




*Figur 20. Tidslinje över några regelverk, standarder och marknadsförändringar som har påverkat och förväntas påver förutsättningarna för smart laddning. Utvecklingen sker parallellt inom både elmarknad och elnät samt laddinfrastruktur. Förändringarmarkerade med mörk bakgrund anses spela en extra viktig roll för smart laddning.*

# 8. Stöd och policyutveckling

Utbyggnaden och utvecklingen av laddinfrastruktur har inte enbart drivits av teknikutveckling, marknadens efterfrågan och bindande regelverk. Statliga stöd och andra styrmedel har haft stor betydelse för att påskynda utbyggnaden och har genom sina villkor också påverkat vilka tekniska lösningar som installerats. I takt med att laddmarknaden mognar förändras samtidigt stödens roll. Från att främst ha stimulerat utbyggnad av laddinfrastruktur kan stödens utformning och inriktning därför förändras i takt med att olika delar av marknaden mognar.

[40] Europaparlamentets och rådets direktiv (EU) 2026/706 om ändring av direktiv 2014/32/EU vad gäller mätsystemför försörjningsutrustning för elfordon, och tankningsutrustning för komprimerad gas samt el-, gas- och värmeenergimätare, https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2026/706/oj/eng

## 8.1 Hur stöd och regelverk har påverkat teknikutvecklingen

Utvecklingen av laddinfrastruktur har under det senaste decenniet påverkats av en kombination av teknikutveckling, standardisering, statliga stöd och successivt skärpta regelverk. De tidiga styrmedlen fokuserade framför allt på att få laddinfrastruktur på plats och säkerställa vissa grundläggande tekniska egenskaper. I takt med att marknaden har mognat har kraven i högre grad kommit att omfatta uppkoppling, interoperabilitet och förmåga till smart laddning.

Statliga stöd har varit en del av denna utveckling. Redan under Klimatklivets tidiga år ställdes tekniska krav på den laddinfrastruktur som fick stöd, bland annat krav på förberedelse för elmätning och debitering samt standardiserade anslutningsdon. För publik laddning tillkom även krav på att information om laddpunkten skulle kunna förmedlas i realtid. När stödet till laddning vid bland annat bostäder och arbetsplatser, idag Ladda bilen, infördes 2019 innehöll även detta tekniska minimikrav på den installerade utrustningen.

De historiska stödkraven innebar däremot inte generella krav på de funktioner som idag förknippas med mer avancerad smart laddning. Exempelvis har stöd till laddinfrastruktur inte generellt krävt kommunikation via OCPP, kommunikation mellan fordon och laddpunkt via ISO 15118 eller möjlighet till dubbelriktad laddning. Stöden har därmed bidragit till en teknisk miniminivå, men utvecklingen mot mer avancerad styrning har också drivits av produktutveckling, standardisering och marknadens efterfrågan.

Parallellt har EU-regelverket fått allt större betydelse för den tekniska utvecklingen. Det tidigare AFID-direktivet bidrog till harmonisering av bland annat anslutningsdon för publik laddning. Genom AFIR har kraven breddats till bland annat digital uppkoppling, smart laddning, data och interoperabilitet. De delegerade akterna till AFIR innebär dessutom att standarder inom ISO 15118-familjen successivt får en tydligare roll för kommunikationen mellan fordon och laddpunkt. Även det reviderade EPBD ställer krav på att berörda laddpunkter ska kunna använda smart laddning och, när det är lämpligt, dubbelriktad laddning. Dessa regelverk beskrivs närmare i kapitel 7.

Även stödreglerna har börjat knytas tydligare till denna utveckling. Sedan 2026 hänvisar reglerna för Ladda bilen till de tekniska specifikationer som fastställs enligt AFIR och, där sådana saknas, relevanta europeiska standarder. Därmed blir utvecklingen av det europeiska regelverket och standardiseringen också direkt relevant för vilken laddutrustning som kan finansieras genom stödet.

Sammantaget går det att se en utveckling från relativt grundläggande krav på fysisk kompatibilitet, mätning och informationsdelning mot större fokus på digital kommunikation, interoperabilitet och styrbarhet. Det innebär samtidigt inte att stöd och regelverk ensamma har drivit teknikutvecklingen. Flera av de funktioner som idag finns i laddsystem har utvecklats parallellt genom standardisering, produktutveckling och efterfrågan på exempelvis lastbalansering, spotprisoptimering och flexibilitetstjänster. Hur branschaktörerna själva bedömer statsstödens betydelse för denna utveckling behandlas i nästa avsnitt.

En aktuell utveckling är också att andra typer av styrmedel kan få större betydelse för laddinfrastrukturens ekonomi. Sedan den 1 juli 2025 kan utsläppsminskningar från fossilfri el som levereras vid publika laddstationer tillgodoräknas inom reduktionsplikten genom så kallade

elkrediter. Det innebär att publik laddning kan skapa ett ytterligare ekonomiskt värde genom att utsläppsminskningen kan överlåtas till aktörer som omfattas av reduktionsplikten.

I betänkandet *Vägen mot utfasning – Styrmedel för ett fossilfritt samhälle* (SOU 2026:33), som under 2026 har remitterats, föreslås att systemet från 2028 ska kunna riktas tydligare mot de delar av den publika laddinfrastrukturen där behovet av stöd är störst. Utredningen pekar exempelvis på laddning för tunga fordon och laddinfrastruktur i områden med svagare marknadsförutsättningar. På längre sikt bedömer utredningen att reduktionsplikten genom elkrediter skulle kunna få en större roll i statens främjande av laddinfrastruktur och möjliggöra att vissa nuvarande investeringsstöd successivt fasas ut[41]. Förslagen är ännu inte beslutade.

## 8.2 Aktörernas syn på statsstödens betydelse

Flera av de intervjuade aktörerna bedömer att statsstöden till laddinfrastruktur har varit viktiga för att få fart på utbyggnaden. Stöden har också påverkat vilken teknik som installerats genom de tekniska krav som varit kopplade till dem. I intervjuerna lyfts bland annat krav på standarder, kommunikationsprotokoll och lastbalansering som faktorer som bidragit till att höja den tekniska miniminivån i den installerade laddinfrastrukturen.

Samtidigt finns synpunkter på att de tekniska kraven i stöden fortfarande är relativt generella. Några aktörer efterfrågar tydligare krav på exempelvis uppkoppling och kommunikationsstandarder för att säkerställa att den laddinfrastruktur som installeras är förberedd för smart styrning. Det finns samtidigt exempel på aktörer som beskriver de befintliga kraven som relativt enkla att uppfylla.

Flera intervjuer pekar också mot att behovet av breda stöd minskar i takt med att laddmarknaden mognar. Några aktörer menar att marknaden inom vissa segment nu har kommit så långt att generella investeringsstöd inte längre är nödvändiga, medan stöd framöver i större utsträckning bör riktas mot segment där marknaden ännu inte klarar utbyggnaden på egen hand eller mot forskning, pilotprojekt och nya tekniska lösningar.

Denna utveckling ligger också i linje med Energimyndighetens bedömning att stödgivningen behöver förändras i takt med att olika delar av laddmarknaden mognar och i högre grad riktas mot de delar av marknaden där behovet av statlig medfinansiering kvarstår [42].

# 9. Marknadsmässiga hinder och incitament

## 9.1 Affärsmodeller och ansvar

Intervjuerna visar att affärsmodellerna för elbilsladdning och smart laddning fortfarande befinner sig i en utvecklingsfas där ansvar och roller i värdekedjan inte alltid är tydligt definierade. Flera aktörer lyfter att laddning involverar ett stort antal aktörer – exempelvis laddoperatörer, elnätsbolag,

[41] SOU 2026:33, *Vägen mot utfasning – Styrmedel för ett fossilfritt samhälle*. https://www.regeringen.se/rattsliga-dokument/statens-offentliga-utredningar/2026/05/sou-202633/
[42] Energimyndigheten (2025), *Effektivare stöd för laddinfrastruktur*. https://www.energimyndigheten.se/4af2ba/globalassets/klimat/laddinfrastruktur/effektivare-stod-for-laddinfrastruktur.pdf

energibolag, fordonstillverkare, tjänsteleverantörer och aggregatorer – vilket gör att incitament och ansvar ibland hamnar på olika ställen i systemet. Detta kan göra det svårt att utveckla affärsmodeller som samtidigt fungerar för alla aktörer i värdekedjan, särskilt när den aktör som behöver investera eller förändra sin användning inte är den som får den största delen av nyttan.

En återkommande fråga i intervjuerna rör hur värdet av flexibilitet och smart laddning ska fördelas mellan olika aktörer. Flera framhåller att tekniska lösningar för exempelvis dubbelriktad laddning redan finns eller är under utveckling, men att det fortfarande saknas etablerade modeller för hur intäkter och kostnader ska fördelas mellan fordonsägare, laddoperatörer, energibolag och andra aktörer. Detta lyfts särskilt i relation till V2G-lösningar, där potentialen bedöms vara stor men där marknadsmodellerna ännu inte är fullt utvecklade.

En ytterligare barriär är att det ekonomiska värdet av mer avancerad smart laddning i vissa fall bedöms vara litet eller osäkert i förhållande till den utvecklingsinsats som krävs. Även om nya flexibilitetstjänster kan skapa ytterligare intäktsströmmar behöver den möjliga intäkten vara tillräcklig för att motivera investeringar i systemintegration, styrning och nya kunderbjudanden.

Flera intervjuer pekar också på att affärsmodellerna i många fall fortfarande utgår från relativt enkla strukturer, där fokus ligger på att tillhandahålla laddning som en tjänst snarare än att aktivt optimera laddningen mot elsystemet. I vissa fall innebär detta att laddning främst betraktas som en kostnad eller ett serviceerbjudande, snarare än som en resurs i energisystemet. Samtidigt finns exempel där aktörer undersöker hur laddning kan kombineras med andra resurser, exempelvis batterilager, för att skapa ytterligare värde genom flexibilitet.

I intervjuerna framkommer också att affärsmodellerna påverkas av hur laddningen organiseras i olika miljöer. I hemmiljöer sker laddning ofta i kombination med andra energitjänster, exempelvis elhandelstjänster eller energistyrning i hushållet. I större anläggningar, såsom depåer eller företagsanläggningar, kan affärsmodellen i stället kopplas till optimering av effektuttag eller energikostnader för hela verksamheten. För publika laddoperatörer är fokus i många fall i stället att säkerställa tillgänglighet och drift av laddinfrastruktur, vilket innebär att affärsmodellen i mindre grad är kopplad till optimering av laddning mot energimarknaden.

Samtidigt framkommer att flera aktörer ser ett ökande behov av nya samarbeten mellan olika delar av värdekedjan. Fordonstillverkare samarbetar exempelvis med energitjänstföretag eller laddoperatörer för att kunna erbjuda tjänster för smart laddning i samband med att en bil säljs. På liknande sätt utvecklas samarbeten mellan laddoperatörer, energibolag och aggregatorer i syfte att kunna delta på olika flexibilitetsmarknader eller optimera laddning mot olika prissignaler.

Sammantaget visar intervjuerna att affärsmodellerna kring smart laddning fortfarande utvecklas. Nya tekniska möjligheter och förändrade incitament i elsystemet kan samtidigt driva fram nya samarbeten och affärsmodeller i takt med att elektrifieringen ökar.

## 9.2 Incitament, prismodeller och marknadsdesign

En central fråga som lyfts i intervjuerna är i vilken utsträckning dagens prismodeller och marknader skapar incitament för smart laddning. Flera aktörer menar att prissignalerna i många fall är svåra att tolka eller inte tillräckligt tydliga för att påverka beteenden i önskad riktning. Detta gäller särskilt i

situationer där flera olika kostnadskomponenter – exempelvis elpris, nätavgifter och fasta avgifter – samverkar och gör det svårt att förstå hur kostnaden för laddning faktiskt påverkas när laddningen sker.

Flera aktörer uppmärksammar att nätavgifter och fasta kostnader i vissa fall kan ha större betydelse för ekonomin i laddverksamheter än själva elpriset. Detta gäller särskilt för publika laddoperatörer, där fasta nätavgifter och anslutningskostnader kan utgöra en stor del av kostnadsbilden oavsett hur mycket laddning som faktiskt sker. I sådana situationer kan möjligheten att anpassa laddningen efter kortsiktiga variationer i elpris vara begränsad.

Samtidigt framkommer att utformningen av effektavgifter och andra avgiftsmodeller kan komma att få en större betydelse framöver. Flera intervjuer pekar på att införandet av effektavgifter förändrar incitamenten för när laddning sker och kan göra det mer ekonomiskt relevant att styra laddningen utifrån effektuttag snarare än enbart elpris. När intervjuerna genomfördes fanns det fortfarande ett krav på införande av effektavgifter senast januari 2027. Flera aktörer påpekade att effektavgifterna, med den utformningen som då gällde, kunde vara svåra att förstå och att utformningen varierade mellan olika nätområden, vilket kunde försvåra gemensamma lösningar.

Intervjuerna pekar också på att det finns osäkerhet kring hur olika prissignaler kommer att samverka i framtiden. Exempelvis diskuteras hur styrning mot spotpris påverkas om många användare samtidigt optimerar sin laddning mot samma prissignal. I sådana situationer kan den kollektiva effekten av styrningen skapa nya effekttoppar eller flytta belastningen till andra tidpunkter, vilket innebär att ytterligare styrsignaler kan behövas.

Det finns också en målkonflikt mellan olika användningar av samma flexibilitetsresurs. En elbil eller annan flexibel resurs kan potentiellt användas för exempelvis prisoptimering, balanstjänster eller lokal nätflexibilitet. FlexAbility-projektet visar att olika marknader erbjuder olika förutsättningar för ersättning och aktivering. På lokala flexibilitetsmarknader kan värdet vid faktisk aktivering vara högt, samtidigt som behovet ofta är lokalt och uppstår relativt sällan. På nationella balansmarknader är volymerna större och avropen mer frekventa. För den aktör som kontrollerar resursen finns därför ett incitament att använda flexibiliteten där den skapar störst eller mest förutsägbart ekonomiskt värde, vilket inte nödvändigtvis sammanfaller med var flexibiliteten har störst värde för det lokala elnätet eller andra delar av elsystemet.

En närliggande målkonflikt kan uppstå mellan olika nivåer i elsystemet. Flexibilitet som aktiveras för att möta ett behov i transmissionssystemet kan samtidigt påverka belastningen i det lokala distributionsnätet. FlexAbility har exempelvis visat att samtidig aktivering av många V2G-resurser för frekvensreglering kan skapa nya lokala nätutmaningar. Den utveckling av koordineringen mellan Svenska kraftnät och distributionsnätsföretagen som beskrivs i kapitel 7 är ett exempel på hur denna målkonflikt nu börjar hanteras i regelverket. I takt med att mängden distribuerad flexibilitet ökar blir därför koordinering mellan marknader och nätnivåer allt viktigare.

För lokala flexibilitetsmarknader kan även skillnader i villkor och marknadsutformning mellan olika nätområden innebära en barriär för aktörer som vill utveckla skalbara erbjudanden.

Flera aktörer bedömer att möjligheterna att använda elbilsladdning på flexibilitets- och balansmarknader kan utvecklas i takt med att elektrifieringen ökar. Dubbelriktad laddning kan på längre sikt ytterligare bredda vilka tjänster fordonsflottan kan erbjuda. Samtidigt framhålls att sådana marknader behöver utformas så att de fungerar både för elsystemet och för slutanvändaren, och att standardisering och interoperabilitet mellan olika tekniska system kan bli viktiga faktorer. Ett exempel är att krav på tillgänglighet, uthållighet, minsta volym och aktivering behöver vara förenliga med elbilarnas ladd- och körmönster.

Intervjuresultaten tyder på att dagens incitament och marknadsstrukturer endast i begränsad utsträckning är utformade specifikt för elbilsladdning och smart laddning. Samtidigt pekar flera aktörer på att förändringar i nätavgifter, flexibilitetsmarknader och tekniska möjligheter kan komma att spela en viktig roll för hur laddning integreras i energisystemet framöver.

# 10. Elbilsladdning och lokala flexibilitetsmarknader

I detta kapitel undersöks hur flexibilitet kan användas för att hantera lokala begränsningar i elnätet, med särskilt fokus på elbilsladdning och lokala flexibilitetsmarknader. Kapitlet beskriver först hur lokal flexibilitet används i Sverige och hur de standardiserade marknadsprodukterna är utformade. Därefter används erfarenheter från faktisk handel med lokal flexibilitet för att belysa hur marknaderna fungerar i praktiken och vilka förutsättningar som påverkar leverantörernas deltagande.

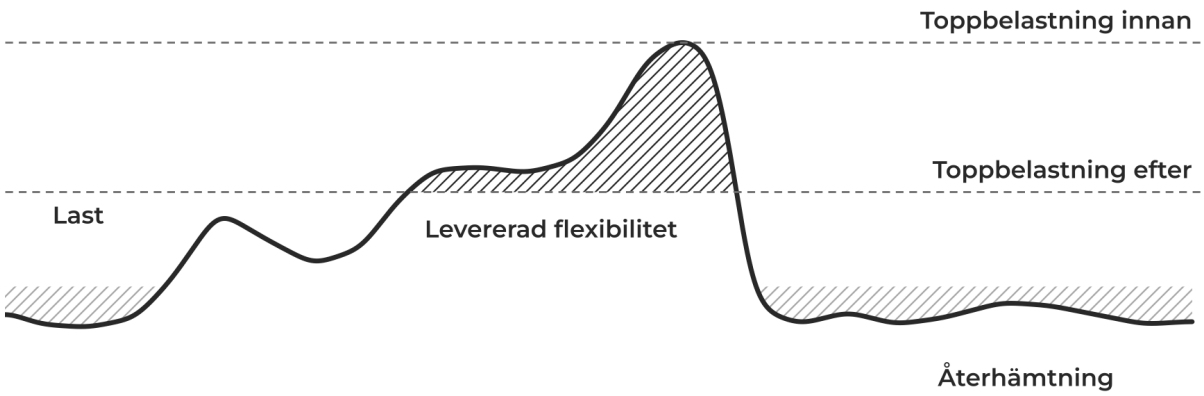
Mot denna bakgrund analyseras sedan elbilsladdningens särskilda förutsättningar som flexibilitetsresurs, bland annat vad gäller tillgänglig effekt, aggregering och verifiering av leveranser. Avslutningsvis diskuteras hur standardisering av produkter, mätdata och referensmetoder kan minska trösklarna för deltagande och göra det möjligt att använda samma flexibla resurser på flera marknader.

## 10.1 Bakgrund

Den prognostiserade kraftigt ökade elanvändningen innebär att det kommer att krävas mycket stora investeringar i elnätet de kommande åren. Det ökade investeringsbehovet finansieras genom ökade elnätsavgifter för hushåll och företag.

Ledtiderna för att bygga ut och förstärka elnätet är långa, och på många håll riskerar både elektrifieringen och samhällsutvecklingen att bromsas av att elnätsägarna inte kan erbjuda ett ökat effektuttag eller anslutning av ny elproduktion. Enligt Stockholms handelskammare orsakar kapacitetsbristen miljardbelopp i uteblivna investeringar, arbetstillfällen som går förlorade och bostadsbyggande som måste skjutas på framtiden.

Samtidigt som tillfälliga toppar i elnätet bromsar utvecklingen, ligger utnyttjandet av elnätet långt under den maximala kapaciteten under de allra flesta timmarna på dygnet och över året. Här kan elbilsladdning, batterier och annan flexibilitet spela en avgörande roll för att sänka topparna genom att inmatning eller uttag flyttas till de tider då överföringen är lägre.




*Figur 21. Exempel på hur levererad flexibilitet kan minska elnätets sammanlagda effekttopp.*

Genom att optimera användningen av det befintliga nätet kan nya elanvändare och ny elproduktion anslutas till elnätet, utan att behöva invänta en ökad kapacitet i det regionala eller lokala elnätet. Det innebär inte bara att elektrifieringen kan fortsätta genom till exempel snabbare utbyggnad av laddinfrastruktur eller att fler och större solcellsanläggningar kan etableras än vad som annars hade varit möjligt.

I delrapporten *Det ekonomiska värdet av flexibilitet för lokala elnät* av projektet FlexAbility (Power Circle, med flera) kvantifieras värdet av att flytta last från de dimensionerande höglasttimmarna i två nätstationer i Ellevios elnät. För en av stationerna skulle värdet av 20 MWh flexibilitet till exempel vara cirka 10 000 kr per aktiverad MWh på årsbasis. Värdet räknas fram enbart utifrån vad en sänkt abonnemangskostnad till överliggande elnät skulle vara värd; inte utifrån annan samhällsnytta såsom värdet av att snabbare kunna ansluta nya industrikunder eller elbilsladdare. Notera även att räkneexemplet utgår från att ett elnätföretag i det här fallet får tillgång till perfekta lastprognoser som gör att all upphandlad flexibilitet bidrar till att sänka elnätets dimensionerande effekt.

## 10.2 Lokal flexibilitet i Sverige

Det finns flera sätt på vilka elnätsföretag kan ge incitament eller ställa krav på kunder att bidra med flexibilitet för att uppnå ett effektivt nätutnyttjande.

1. **Nätavgifter.** Genom att utforma kostnadsreflekterande elnätavgifter – det vill säga avgifter som speglar de faktiska kostnaderna som en specifik kund orsakar elnätet – ges kunder incitament att ändra sitt elförbrukningsmönster på ett sätt som minskar elnätets sammanlagda last. De utgör dock ingen garanti för att belastningen minskar vid ett visst tillfälle på en viss plats.
2. **Lokal flexibilitet.** Elnätsföretag kan även handla upp flexibilitet explicit på lokala flexibilitetsmarknader eller bilateralt genom avtal med slutkunder eller via aggregatorer. I ett expansivt elnät kan det röra sig om cirka 50–100 timmar per år som kundernas sammanlagda last är nära den dimensionerande kapaciteten, och då behov finns att köpa lokal flexibilitet. Det kan både finnas behov av lokal flexibilitet under vintertid när det är som

kallast ute och förbrukningen är hög; eller sommartid när lasten är låg och produktion är hög.

3. **Villkorade avtal.** Elnätsföretaget ansluter kunden med villkoret att uttag eller inmatning får begränsas när nätet riskerar att överbelastas. Det kan till exempel användas för att ansluta kunder snabbare i väntan på nätförstärkning. Enligt Ei är villkorade avtal en icke-marknadsbaserad åtgärd. De får bara användas när marknadsbaserade alternativ saknas eller inte räcker till, och metoden för avtalsvillkoren måste först godkännas av Ei[43].

### 10.2.1 Standardprodukter för lokal flexibilitet

I december 2025 godkände Energimarknadsinspektionen (Ei) för första gången specifikationer för standardiserade marknadsprodukter för lokal flexibilitet, framtagna av branschen genom Energiföretagen. Produkterna avsåg två kapacitetstjänster – alltså reservation av tillgänglighet – och en energiaktiveringstjänst. Produkterna är sammankopplade genom att avropade bud på kapacitetstjänster (LFM-h och LFM-p) innebär ett åtagande för leverantören att även delta med ett energiaktiveringsbud (LFM-e). Det går dock även att enbart lägga ett energiaktiveringsbud. De godkända produkterna – och fördelningen mellan kapacitets- och energiaktiveringstjänster – påminner om regelverket för Svenska kraftnäts produkter mFRR CM (kapacitetsmarknad) och mFRR EAM (energiaktiveringsmarknad). Samtliga produkter avser uppreglering genom ökad produktion eller minskad konsumtion under drifttimmen.

[43] Ei2025:01 Ställningstagande Villkorade avtal, https://ei.se/om-oss/publikationer/publikationer/stallningstagande/stallningstagande-villkorade-avtal-ei202501

**Tabell 1. Sammanfattning av de av Ei godkända standardprodukterna för lokal flexibilitet**

| | LFM-h | LFM-p | LFM-e |
|---|---|---|---|
| Typ av produkt | Kapacitet | Kapacitet | Energiaktivering |
| Minsta bud | 0,1 MW | 0,1 MW | 0,1 MW |
| Bud per | Marknadsområde[1] | Marknadsområde[1] | Marknadsområde[1] |
| Öppningstid bud | Upp till sju dagar före leverans | Definieras per marknad | Upp till sju dagar före leverans |
| Stängningstid bud | Senast 18.00 två dagar före leverans | Definieras per marknad | Upphandling 1: Senast 09.30 dagen före leverans<br><br>Upphandling 2:<br><br>Senast två timmar före leverans |
| Avropstid bud | Senast 18.30 två dagar före leverans | Definieras per marknad | Upphandling 1: Senast 10.30 dagen före leverans<br><br>Upphandling 2: Senast 2 timmar före leverans |
| Uthållighet bud | Medelvärdet av en timme | Medelvärdet av en timme | Medelvärdet av en timme |
| Ersättning | SEK/MW | SEK/MW | SEK/MWh, antingen pris per bud eller pris enligt marginalpris |

[1] *Marknadsområde syftar på ett område som definierats av elnätsföretaget. Det kan till exempel vara hela elnätsföretagets lokalnät, eller ett delområde som reflekterar det specifika elnätets tekniska överföringsförmåga.*

Produkterna har olika fördelar för både leverantör och elnätsägare. Genom att ingå längre LFM-p-avtal får elnätsägaren en trygghet i att det kommer finnas bud på marknaden när den väl behöver dem, och på motsvarande sätt får leverantör en större ekonomisk förutsägbarhet. För elnätsägaren kan LFM-h innebära lägre kostnader då man bara behöver köpa flexibilitet när den faktiskt behövs, samtidigt som leverantören får en ökad flexibilitet att växla mellan de marknader som väntas ge bäst lönsamhet för flexibiliteten.

De standardiserade marknadsprodukterna ska – enligt Energiföretagens bakgrundsmaterial[44] – ses som ett kontinuerligt arbete. Marknaderna är fortfarande relativt nya och krav på utformningen av produkterna utvecklas över tid. För att gälla som fullvärdiga produkter finns det flera aspekter som det upphandlande elnätsföretaget behöver ta ställning till, såsom hur datautbyte mellan köpare och säljare sker, vilket typ av mätdata som används för verifiering av leveranser, förkvalificeringsprocess, eventuella restriktioner kring återhämtning före och efter en leverans, samt referensplan för hur leverantörens resurser hade betett sig om det inte skett en flexibilitetsaktivering. Dessa gås igenom i avsnitt 10.3 av denna rapport.

### 10.2.2 CheckWatt som leverantör av lokal flexibilitet

CheckWatt har under de två föregående vintrarna agerat som flexibilitetstjänstleverantör, dels på de lokala flexibilitetsmarknaderna Effekthandel Väst och E.ON Switch, dels genom ett bilateralt avtal med elnätsägaren Kinnekulle Energi. CheckWatt äger inga resurser själv, utan agerar som tjänsteleverantör där man å sina kunders vägnar styr flexibla resurser för att skapa ett så stort ekonomiskt värde av dessa som möjligt. I exemplet nedan går vi igenom dessa var för sig.

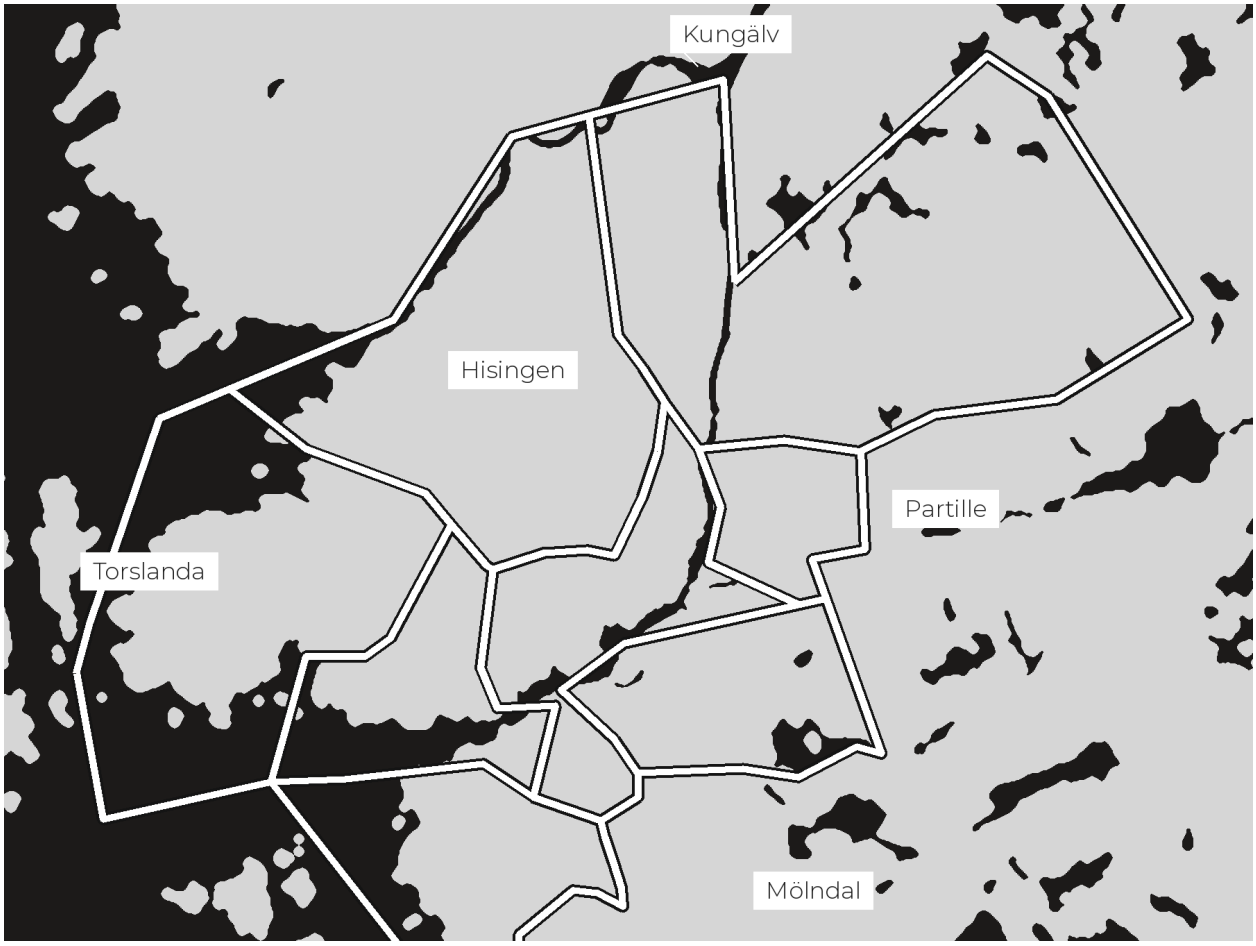
#### Effekthandel Väst

Under vintrarna 2024/2025 och 2025/2026 deltog CheckWatt med cirka 500 batterier – fördelat på villabatterier och större kommersiella batterier – på Effekthandel Väst som drivs av elnätsägarna Göteborg Energi och Mölndal Energi på Nodes marknadsplattform. I Effekthandel Väst delas Göteborg och Mölndal upp i totalt tio olika handelszoner, där bud och avrop sker per handelszon. Eftersom minsta budstorlek under tiden var 0,05 MW behövde batterierna aggregeras och agera som gemensamma budenheter i respektive handelszon.

Under båda vintrarna levererades produkten LongFlex, vilket liknar den standardiserade marknadsprodukten LFM-p. Det innebär att CheckWatt ingick längre kapacitetsavtal – under det första året mellan den första december till den sista februari, och under det andra året månadsvis eller veckovis – med åtagande att delta med energiaktiveringsbud varje helgfri vardag klockan 7–11 och klockan 16–20. Energiaktiveringsbud antingen avropades eller avisades på förmiddagen två dagar före leveransdagen. När CheckWatt fick ett energiaktiveringsbud avropat, laddades batterierna upp innan klockan 7 eller klockan 16, för att sedan vara redo att ladda ur under den eller de timmar som budet avsåg. Efter aktivering återladdades batterierna efter klockan 11 respektive klockan 20.

Under respektive säsong skedde energiaktiveringsavrop totalt 10–20 timmar i de flesta handelszoner. Genomsnittlig ersättning för ett batteri på 10 kWh som levererade lokal flexibilitet under dessa timmar var runt 700 kr under vintern 2024/2025 och ungefär hälften så mycket för säsongen 2025/2026, där den stora skillnaden var att Göteborg Energi gick från säsongskontrakt till veckovisa kontrakt (som lades upp ungefär varannan vecka).

[44] Energiföretagen (2025), *Standardiserade marknadsprodukter – beskrivning.* https://www.energiforetagen.se/493edf/globalassets/dokument/flex/standardiserad-marknadsprodukt-20250310-slutlig.pdf



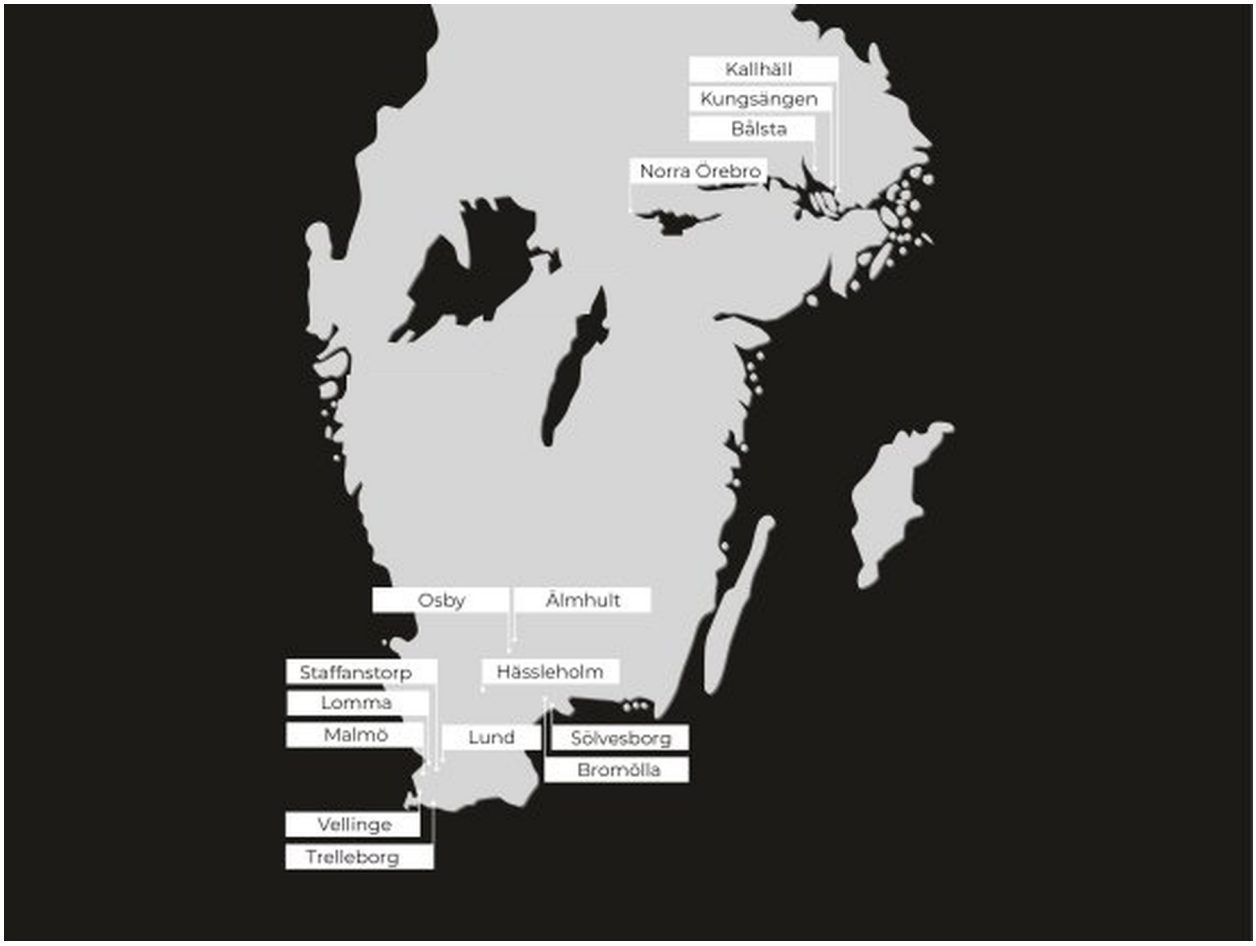

*Figur 22. Exempel på hur Göteborg Energis elnät delas upp i åtta olika handelszoner. Bilden är stiliserad så det kan vara vissa skillnader mellan bild och exakta avgränsningar. På motsvarande sätt är Mölndal Energis elnät uppdelat i två handelszoner, en för södra och en för norra.*

### E.ON Switch

Under vintersäsongen 2025/2026 deltog CheckWatt med knappt 400 batterisystem på marknadsplatsen och tillika plattformen E.ON Switch. Marknadsplatsen drivs av E.ON, medan slutkunder som kan bidra med sina flexibla resurser antingen bor i områden med E.ON som elnätsägare eller med elnätföretag såsom C4 Energi eller Kraftringen som ansluter till E.ON:s regionnät. Liksom Effekthandel Väst delas handelsområden på E.ON Switch upp i olika geografiska noder som påverkas av kapacitetsutmaningar.

På E.ON Switch levererade CheckWatt produkten Tillgänglighetsordrar som i det stora hela innefattar produkterna LFM-h (kapacitet) och LFM-e (energiaktivering), där ett bud på kapacitet förpliktigar att även placera energiaktiveringsbud. Bud sker per timme, och inga krav ställs på vad de flexibla resurserna gör före och efter leveranstimmen. Avrop av kapacitet skedde på förmiddagen två dagar före leverans, och energiaktiveringsbud aktiverades klockan 10:30 dagen före leverans.

På E.ON Switch var det stora skillnader i både avropade kapacitetsbud och energiaktiveringsbud mellan handelszonerna; från 60 till 180 timmar i kapacitet, och från 4 timmar till 140 timmar i energiaktiveringar. Det var således även en stor skillnad i genomsnittlig ersättning för ett batterisystem på 10 kWh, men där genomsnittet låg på cirka 900 kronor över säsongen.




*Figur 23. Orter där CheckWatt hade resurser som deltog på E.ON Switch under vintern 2025/2026. Den största handelszonen är Södra Skåne, som inkluderar tätorterna Malmö, Lund, Staffanstorp, Lomma, Vellinge och Trelleborg.*

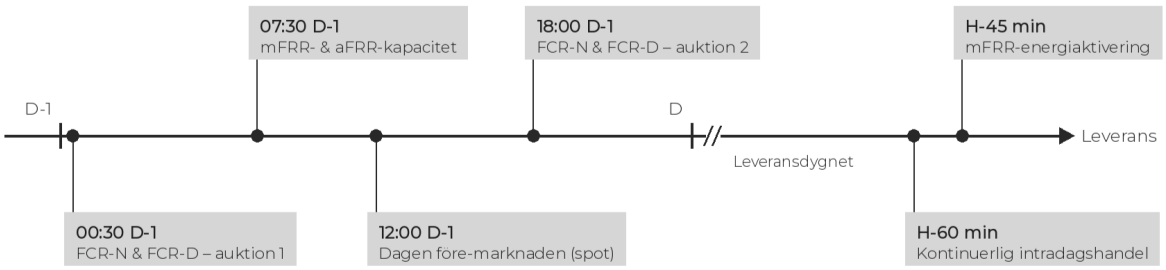
#### Kinnekulle Energi

Slutligen levererade CheckWatt lokal flexibilitet till den lokala elnätsägaren Kinnekulle Energi i Götene från ett kommersiellt batterisystem. Till skillnad från de övriga marknadsplatserna gjordes detta via ett bilateralt avtal, utan att en marknadsplattform såsom E.ON Switch eller Nodes användes. Det innebar att avrop av både tillgänglighet- och energiaktiveringsbud gjordes via epost. Produkten som användes liknar kapacitetsprodukten med LFM-h i kombination med energiaktiveringsprodukten LFM-e. Här var det viktigt för elnätsägaren att kunna aktivera energiaktiveringsbudet så nära inpå drifttimmen som möjligt. Verifiering av att leveranser hade utförts skedde genom att data från batterisystemets laddning- och urladdning under och runt leveranstimmen skickades till elnätsägaren.

### 10.2.3 Avropstider

Avropstider av både kapacitets- och energiaktiveringsbud har stor betydelse för både leverantörer och köpare av lokal flexibilitet, alltså elnätsföretagen. Eftersom elnätsföretagens prognoser över väderförhållanden och de sammanlagda lasterna i det lokala elnätet blir bättre ju närmare drifttimmen man kommer vill man helst se så sena avropstider som möjligt. På så sätt kan den köpta flexibiliteten göra så stor nytta som möjligt. Leverantörerna å andra sidan, och framför allt leverantörer som agerar på flera olika marknader med de flexibla resurserna, underlättas av

avropstider som gör att man kan planera därefter.




*Figur 24. Tidslinje över stängningstider för de olika marknaderna som konkurrerar med behoven av lokal flexibilitet. D-1 motsvarar dagen före.*

Även om stor vikt läggs vid just avropstider i de standardiserade marknadsprodukterna, har förutsättningar i praktiken varierat mellan de olika marknadsplattformarna, där man laborerat en hel del med avropstider för både kapacitet och energiaktiveringsbud. Från leverantörens perspektiv, och framför allt för en leverantör såsom CheckWatt som agerar på flera av marknaderna i figur 23, har avropstider varit starkt bidragande till val av flexibilitetsprodukter eftersom de möjliggör att resurser tas ur budgivning av andra tjänster i tid.

Det bör tilläggas att Svenska kraftnät ännu inte fullt ut har implementerat rollen leverantör av balanstjänster (BSP), vilket innebär att många leverantörer av flexibilitetstjänster fortfarande budar på stödtjänstemarknaderna genom en balansansvarig part (BRP). Det betyder att det i regel finns interna, administrativa tider flera timmar före auktionernas stängningstider då en leverantör av flexibilitetstjänster behöver skicka in sina bud till BRP.

### 10.2.4 Lokal flexibilitet med elbilsladdning

Elbilsladdning har särskilda utmaningar som leverantör av lokal flexibilitet. Den effekt som kan levereras på en lokal flexibilitetsmarknad kan aldrig överstiga den laddning som ändå hade skett under leveranstimmen. Som visades i kapitel 4.2 i Figur 9 sker bara en begränsad del av den privata elbilsladdningen under elnätets höglasttimmar, som ofta infaller vardagar på morgonen och förmiddagen, eller senare på eftermiddagen. Under de timmarna kan elbilsladdning därför bara bidra med en liten del av sin installerade effekt, medan ett batteri i princip kan leverera hela sin effekt när som helst. Det får direkt genomslag på den ekonomiska potentialen: om exempelvis 10 % av den aggregerade laddningen sker under timmar med kapacitetsbrist kan laddningen i teorin bara tjäna in omkring 10 % av vad ett batteri med motsvarande effekt skulle få för samma timme. Leverantörer av lokal flexibilitet med elbilsladdning behöver även komma upp i relativt höga volymer av aggregerad elbilsladdning i respektive handelszon för att komma upp i de standardiserade marknadsprodukternas minsta budnivå på 0,1 MW.

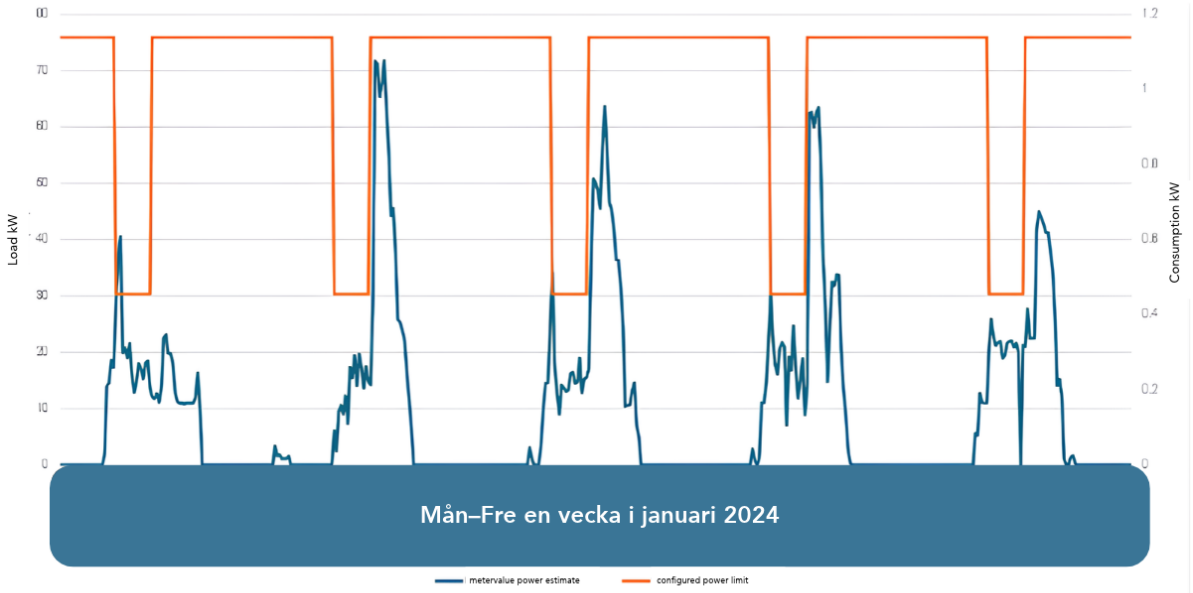
När det gäller framför allt kommersiell elbilsladdning kan även leveranser av lokal flexibilitet stå i konflikt med kärnverksamheten att erbjuda laddning, där en timmes leverans av lokal flexibilitet kan anses vara en oacceptabel begränsning. Detta perspektiv bekräftades av flera operatörer under en workshop inom ramen för projektet.

En ytterligare utmaning för elbilsladdning, och för flexibel förbrukning och produktion i allmänhet, är metoden för hur en leverans ska verifieras. För att få ersättning för levererad flexibilitet måste det gå att avgöra hur mycket effekten faktiskt har ändrats under leveranstimmen. Det görs genom att jämföra den uppmätta effekten med en så kallad referensplan (på engelska *baseline*), alltså en uppskattning av effekten om det inte hade skett någon aktivering. Skillnaden mellan referensplanen och det uppmätta värdet är den levererade flexibiliteten.

För batterier är detta förhållandevis enkelt. På de lokala flexibilitetsmarknader som är aktiva i dag är det praxis att batterier använder en referensplan som är noll, med antagandet att batteriet varken hade laddat eller laddat ur om det inte blivit avropat. All urladdning under timmen räknas därmed som levererad flexibilitet.

För flexibel förbrukning, som elbilsladdning, går det inte att anta att referensplanen är noll. Referensplanen måste uppskattas, till exempel med hjälp av en dynamisk beräkning eller mot resursens historiska användningsmönster vid liknande förutsättningar. Det finns flera metoder för detta, och vi fördjupar dem i avsnitt 10.3.2. Ett sätt att förenkla detta är produkten MaxUsage, som utvecklades som produkt på Effekthandel Väst och nu används i bland annat Norge. I stället för att uppskatta vad som hade hänt utan aktivering åtar sig leverantören att hålla uttaget under en maxnivå under leveranstimmen. Taket sätts baserat på den förbrukning som anläggningen haft under en historisk referensperiod. Vid verifieringen behöver elnätsföretaget då bara kontrollera att det uppmätta uttaget är lägre än taket.

I figur 25 ges ett exempel på hur produkten MaxUsage användes i ett parkeringsgarage för arbetsplatsladdning på Effekthandel Väst. Här har aktören åtagit sitt att hålla den sammanlagda laddningen under en viss effekt under förutbestämda timmar. Enligt Mölndal Energi Nät hade begränsningen på laddning liten eller ingen påverkan på slutkunderna som laddade sina fordon i parkeringsgaraget.




*Figur 25. Visar resultaten från en veckas laddning i ett parkeringsgarage som deltog på Effekthandel Väst med produkten MaxUsage, där laddningen ska hållas under den bestämda nivån (orange linje). Källa: Mölndal Energi Nät.*

I och med att referensnivån — alltså effektnivån som MaxUsage utgår ifrån — sätts utifrån en historisk period som inte nödvändigtvis stämmer överens med leveranstimmen, blir det svårare att verifiera att produkten gör nytta för elnätsägaren. Leverantörer kan alltså få betalt utan att det sker någon aktiv leverans av flexibilitet, vilket diskuterades under en workshop inom ramen för projektet. Samtidigt kan man argumentera för att en produkt såsom MaxUsage, utan krav på verifiering mot en referensplan, mer lämpar sig som en kostnadsreflektiv elnätsavgift där alla kunder får en prissignal om att dra ner förbrukning under vissa timmar.

Resonemangen ovan om att hemmaladdningens flexibilitetspotential är begränsad gäller enbart enkelriktad laddning. Med dubbelriktad laddning (V2G) kan bilen även mata tillbaka el till elnätet eller till fastigheten, vilket innebär att flexibiliteten inte längre begränsas av den laddning som ändå hade skett. Resursen påminner då mer om ett batteri med högre tillgänglig effekt, med skillnaden att bilen måste vara ansluten under leveranstimmen. Som exempel har potentialen för uppreglering från elfordon på nationell nivå tidigare bedömts till 1 600 MW för smart laddning under en timme medan V2G bedömdes till 5 000 MW för samma bestånd[45].

För nedreglering genom ökad laddning är potentialen större — vilket det kan finnas behov av sommartid när produktion är hög och förbrukning är låg. Idag finns endast en pilotmarknad i Halland där nätägaren efterfrågar nedreglering. Behovet förväntas dock öka stort fram emot 2035 enligt Svenska kraftnäts senaste bedömning av elsystemets behov av flexibilitet[46] och kan därmed också bli ett möjligt flexibilitetsområde för fordon med smart laddning.

## 10.3 Vidareutveckling av standardiseringen

De standardiserade marknadsprodukterna är ett viktigt första steg, men det finns fortfarande stora skillnader i hur elnätsägare jobbar med att handla upp lokal flexibilitet. I detta avsnitt beskriver vi hur standardiseringen kan vidareutvecklas mot mer strömlinjeformade processer för både elnätsföretag och leverantör av flexibilitetstjänster. Förslagen bygger på de ovan beskrivna erfarenheter av att leverera lokal flexibilitet till flera olika elnätsföretag, Svenska kraftnäts metoder för att verifiera leveranser från variabla resurser, samt ACER:s förslag till nätföreskrift för efterfrågeflexibilitet (Network Code on Demand Response).

### 10.3.1 Mätdata

Det finns två huvudsakliga typer av mätdata som används för att verifiera leveranser av lokal flexibilitet: undermätning[47] av den specifika resursen, eller mätdata från anslutningspunkten. Fördelen med undermätning är att man mäter just det som den flexibla resursen faktiskt levererade. Med verifiering via anslutningspunkten blir det svårare för leverantören att utforma referensplaner och prissätta flexibiliteten, samtidigt som elnätsföretaget har svårare att verifiera att det skett en

[45] Power Circle (2025). *FlexAbility delrapport 1: Flexibilitetsresurser, potential och behov år 2030*. https://powercircle.org/flexability_delrapport_1.pdf
[46] Svenska kraftnät (2026). Nationell bedömning av elsystemets behov av flexibilitet https://www.svk.se/4a539f/siteassets/om-oss/rapporter/2026/fna2026_slutrapport.pdf
[47] Undermätning är en separat mätning av elanvändning eller produktion inom en elanläggning, bakom den ordinarie mätpunkten mot elnätet.

leverans. Det missgynnar även mindre, distribuerade resurser som ofta samlokaliseras i hushåll eller fastigheter.

På Svenska kraftnäts stödtjänstemarknader krävs mätdata på resurs- eller gruppnivå för att verifiera referensplaner och själva flexibilitetsleveransen. Även i ACER:s förslag till nätföreskrift (network code) för efterfrågeflexibilitet beskrivs undermätning som underlag för avräkning i de fall mätning i anslutningspunkten inte ger tillräckliga data för att verifiera leveransen.

> *Data from dedicated measurement device shall be used, for the settlement of balancing and local services, as well as for demand response, under the following conditions:*
>
> *(a) where the smart meter of the final customer is not installed or where the smart meter does not deliver all the necessary data to validate the delivery of demand response or balancing or local services, including through an independent aggregator in compliance with Article 7b of Regulation (EU) 2019/943; and*
>
> *(b) where the dedicated measurement device provides data with sufficient granularity and meets quality and reliability requirement pursuant to Article 13.*

I de tre fallen där CheckWatt har agerat som leverantör av lokal flexibilitet användes i samtliga fall dedikerad undermätning på resursen för att verifiera leveranser och för utformning av referensplaner. Däremot har det i andra fall skett bilaterala flexibilitetsupphandlingar där mätning i anslutningspunkten varit ett krav för att verifiera leveranser.

### 10.3.2 Referensvärde / baseline-metoder

I avsnitt 10.2.4 beskrevs utmaningen kring baseline-metoder specifikt för elbilsladdning. I och med att baseline-metoder är en central utmaning för just variabel förbrukning såsom elbilsladdning, fördjupas frågan här.

**Tabell 2. Exempel på baseline-metoder[48]**

| Baseline-metod | Princip | Begränsning |
|---|---|---|
| Nominering | Leverans jämförs med en nominerad effekt, som till exempel kan vara noll | Fungerar primärt för resurser som styrs utifrån ett börvärde såsom batterier. Enklaste versionen är att man antar att ingen aktivering hade skett, och att all laddning och urladdning ses som en leverans av flexibilitet |
| Meter before meter after (MBMA) | Leverans jämförs med uppmätt effekt strax före aktiveringen | Funkar primärt för kortvariga leveranser, tex FCR-D där resurs automatiskt aktiveras på grund av frekvensavvikelser |
| Historisk baseline | Leverans jämförs med data från liknande historisk period | Exakthet är relativt låg då metoden inte är representativ för ändrat användningsbeteende eller temperaturkänslighet |
| Historisk baseline med justering | Leverans jämförs med data från liknande historisk period med justering för till exempel temperatur | Exakthet är i regel låg även om den kan vara högre än historisk baseline utan korrigering |
| Beräkningsmodell | Leverans jämförs med ett dynamiskt eller statiskt referensvärde | Kräver en träffsäker datamodell över resursens beteende |

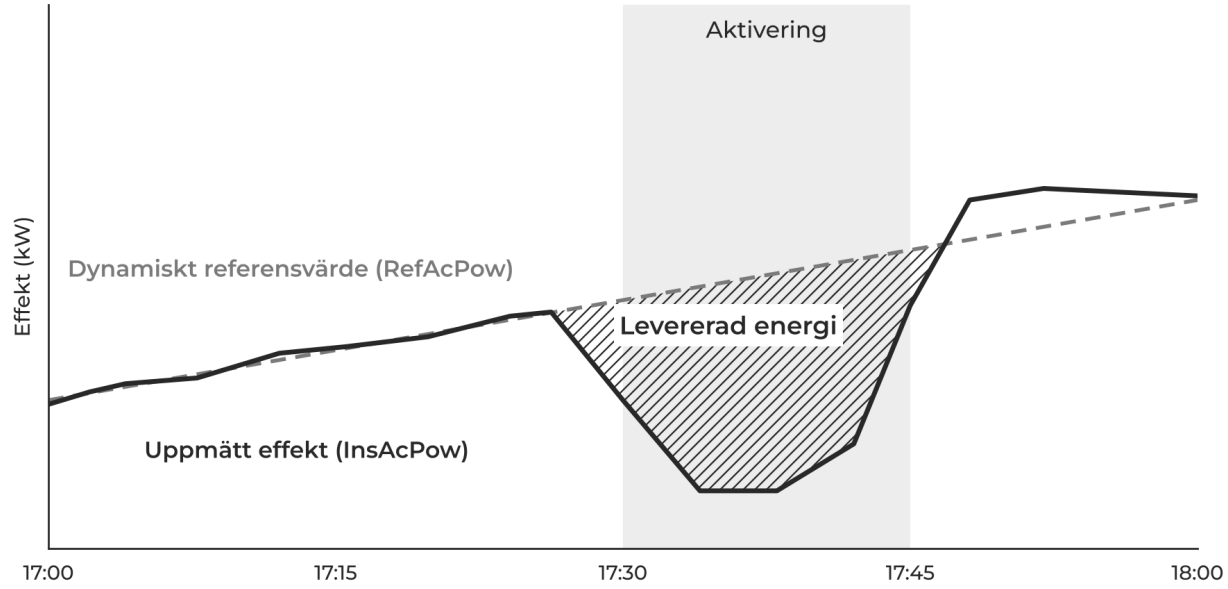
Lokal flexibilitet påminner på många sätt om Svenska kraftnäts stödtjänster, framför allt mFRR. För variabla resurser som produktionsresurser och för förbrukningsresurser som elbilsladdning kräver Svenska kraftnät att leveranser verifieras med den sista metoden i tabellen, en beräkningsmodell av resursens beteende, både vid förkvalificering och i drift[49]. Leverantören kan välja mellan två metoder:

[48] En fördjupad beskrivning av metoder kan läsas hos: Energiforsk (2021), *Baselinemetoder för flexibilitetsprodukter*. https://energiforsk.se/media/31177/baselinemetoder-for-flexibilitetsprodukter-energiforskrapport-2021-826.pdf

[49] Svenska kraftnät (2025), *Instruktion för variabla resurser för att leverera stödtjänster och avhjälpande åtgärder*. https://www.svk.se/4ab335/siteassets/aktorsportalen/bidra-med-reserver/forkvalificering/instruktion-for-variabla-resurser-for-att-leverera-stodtjanster-och-avhjalpande-atgarder.pdf

- Dynamisk baseline där reglering sker från ett dynamiskt beräknat referensvärde som följer resursens naturliga effektvariation.
- Statisk baseline där effekten hålls på en fast nivå så att basnivån är väldefinierad.

Vilken metod som passar beror på hur förutsägbar laddningen är. Ett statiskt referensvärde fungerar när effekten är känd i förväg, till exempel när fordon laddas efter ett fast schema i en depå eller vid en arbetsplats. Laddningen kan då låsas på en bestämd nivå under leveransperioden och regleras därifrån. Hemmaladdning styrs däremot i regel av användarnas beteende. Både anslutningstid, laddbehov och huruvida laddaren är inkopplad varierar från dag till dag. För sådana resurser behöver referensvärdet vara dynamiskt och beräknas löpande, så att det speglar den laddning som skulle ha skett utan aktivering.




*Figur 26. Exempel på verifiering av en mFRR-aktivering med ett dynamiskt referensvärde. Referensvärdet (RefAcPow) är en uppskattning i realtid av vad laddarna hade dragit utan aktivering, och beräkningen fortsätter under aktiveringen. Levererad energi är skillnaden mellan referensvärdet och den uppmätta effekten (InsAcPow) under aktiveringen.*

Det finns fördelar med att standardisera referensmetoder inte bara mellan lokala flexibilitetsmarknader, utan även gentemot Svenska kraftnäts marknader. Om lokal flexibilitet verifieras med samma metod som stödtjänster kan leverantörer använda samma mätdata, modeller och processer på flera marknader. Även ACER:s förslag på nätföreskrift (network code) för efterfrågeflexibilitet pekar på standardisering och harmonisering av referensmetoder som en av de viktigaste åtgärderna för att öka nyttan av flexibilitetstjänser.

> *A properly designed baselining method is probably one of the most important determinants of the successful conduct of any [Demand Response] service as it enables system operators and system users to measure performance of [Demand Response] resources. The relevant methods should contain a balance of the essential qualities of accuracy, simplicity, integrity and alignment.*

Höga krav på referensmetoder är även en förutsättning för att elnätsägare ska kunna lita på lokal flexibilitet i den mån att det kan jämställas med andra kapacitetshöjande åtgärder såsom nätförstärkningar. Det bör tilläggas att inte heller lokal flexibilitet är elnätsföretagens enda verktyg för att ge incitament för flexibilitet; till exempel bör lokal flexibilitet med relativt höga krav på verifierbara leveranser kompletteras med kostnadsreflekterande elnätsavgifter utan krav på verifiering eller marknadsdeltagande.

## 10.4 Sammanfattning

Ett av projektets ursprungliga mål var att utveckla ett öppet API för handel med lokal flexibilitet. Under projektets gång har förutsättningarna förändrats. Marknadsplattformar som Nodes och E.ON Switch har etablerats och gjort det enklare för elnätsföretag att komma i gång samtidigt som Ei har godkänt standardiserade marknadsprodukter. Det är dock även möjligt att köpa flexibilitet bilateralt, framför allt när behovet i ett område inte motiverar en marknadsplats. Behovet ligger därför mindre i ett nytt tekniskt gränssnitt och mer i en gemensam utformning av bland annat produkter, avropstider, mätdata och verifiering.

I tabell 3 föreslår vi hur ett sådant standardiserat upplägg skulle kunna se ut.

**Tabell 3. Standardiserat upplägg för handel med lokal flexibilitet.**

| Parameter | Förslag |
|---|---|
| Produkter | Kapacitet (LFM-h eller LFM-p) i kombination med energiaktivering (LFM-e) |
| Handelszon | Definieras och offentliggörs av elnätsföretaget, med förväntade behov per säsong |
| Minsta bud | 0,1 MW med möjlighet att aggregera resurser |
| Avrop av kapacitet LFM-p | Minst sju dagar före leverans, upphandlas minst veckovis och som mest över hela säsongen |
| Avrop av kapacitet LFM-h | Klockan 10 två dagar före leverans |
| Avrop av LFM-e | Upphandling 1: Klockan 10 två dagar före leverans. Upphandling 2: Senast två timmar före leverans |
| Mätdata | Undermätning av den enskilda samt de aggregerade resurserna |
| Baseline-metod | Nominering, eller baseline noll för batterier. Beräkningsmodell med dynamiskt eller statiskt referensvärde för variabla resurser, i linje med Svenska kraftnäts regler |
| Avräkning | Månadsvis eller kontinuerligt genom tillhandahållande av data |
| Återköp och otillgänglighet | Enligt överenskommelse eller motsvarande Svenska kraftnäts regler |

# *Block D: Påverkan på elnätet och praktisk tillämpning*

De föregående kapitlen har beskrivit förutsättningarna för smart laddning ur tekniskt, regulatoriskt och marknadsmässigt perspektiv. I denna del flyttas fokus till hur smart laddning påverkar elsystemet och hur flexibiliteten från elbilsladdning kan användas i praktiken.

Först analyseras hur en ökad elbilsladdning påverkar hushållens effektbehov och det lokala elnätet, och hur utfallet förändras när laddningen styrs utifrån olika signaler. Därefter analyseras verkliga laddanläggningar för att undersöka vilken flexibilitet olika typer av laddinfrastruktur kan leverera, hur planerbar flexibiliteten är och hur den kan användas för olika ändamål.

Tillsammans belyser kapitlen både elbilsladdningens påverkan på elnätet och möjligheten att använda laddinfrastrukturen som en flexibel resurs.

**11. Modellering av påverkan på elnätet från elbilsladdning**
**12. Leverans av flexibilitet med laddinfrastruktur**

## 11. Modellering av påverkan på elnätet från elbilsladdning

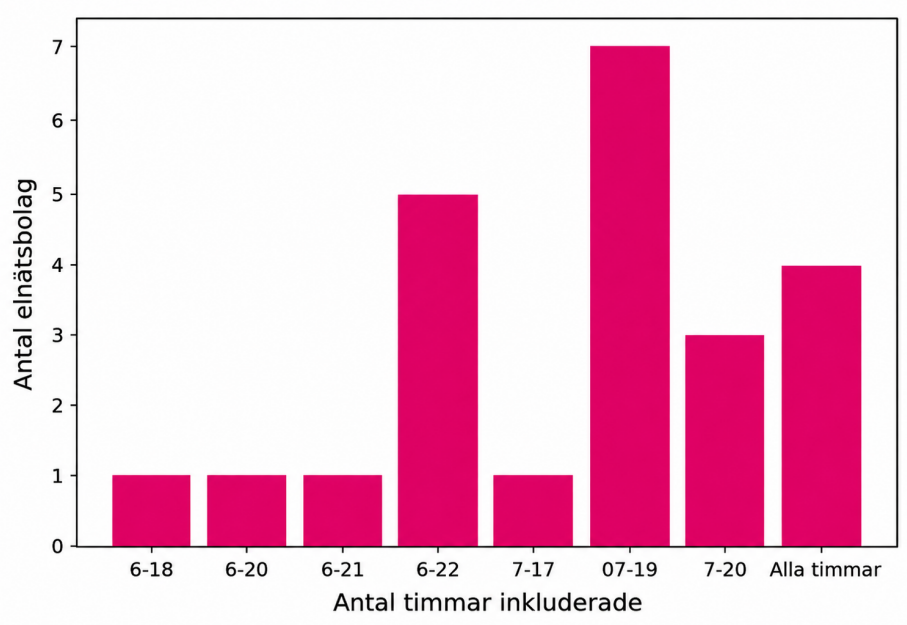
En elektrifiering av personbilsflottan kommer att innebära ett relativt stort tillkommande elbehov i hushållen, som elsystemet och elnätet behöver hantera och integrera. I genomsnitt kör en personbil i Sverige ca 12 000 km per år, vilket motsvarar en årlig elanvändning på ca 2100 kWh el. Det kan jämföras med hushållens nuvarande årliga elbehov, som kan variera mellan ca 1600 kWh och 80 600 kWh beroende på boendeform, bostadsyta och uppvärmningssystem.

I en analys av årliga lastprofiler från 4000 hushåll för år 2024 varierade hushållens maxeffekt mellan 1.8–14.1 kW (median 5.9 kW) för lägenheter och mellan 3.7–25.6 kW (median 9.8 kW) för småhus. Hushållets möjliga maximala effektuttag begränsas ofta av säkringsstorleken. Framför allt har uppvärmningssystemet stor betydelse för effektbehovet, eftersom eluppvärmda småhus kan få höga effekttoppar under kalla vinterdagar.

Idag har många elbilsägare tillgång till laddning i hemmet. Det innebär att en stor del av laddningen, ca 75 % i genomsnitt, sker hemma. En storskalig elektrifiering av personbilsflottan kommer därmed att påverka såväl de lokala som de regionala och nationella elnäten. I det här projektet fokuserar vi på det lokala lågspänningsnätet på 400 V, det vill säga den sista transformatorn och kablarna ut till konsumenterna. I detta kapitel använder vi kör- och laddningsdata som samlats in från ca 380 elbilar i Sverige, tidigare beskrivet i kapitel 4.2.

I kapitel 4.2 visar vi att elbilsägare idag styr sin laddning utifrån olika faktorer, såsom spotpris, batterinivå, egen solelproduktion, batterislitage och hushållets säkringsstorlek. Andelen elkunder med kvarts- eller timprisavtal i Sverige har ökat under de senaste åren, från 10 % i februari 2023 till 14 % i februari 2026 enligt statistik från SCB. Men spotpriset utgör en liten del av konsumentens sammanlagda kostnad för elhandel och elnät. Kostnaden till elhandelsbolaget består av elpris (ofta fast, månadsrörligt eller kvartspris), en fast månadsavgift, moms och påslag för elcertifikat. Till elnätsbolaget betalar hushållen en fast avgift, en överföringsavgift per kWh, eventuell effektavgift och energiskatt.

Effektavgiftens utformning är under diskussion, och elnätsbolagen har möjlighet att utforma sina effektavgifter utifrån behoven i det lokala elnätet. Däremot måste de tillämpa samma effektavgift inom hela sitt elnät. Vi har kartlagt samtliga elnätsbolags utformning av effektavgifter fram till oktober 2025. Regeringen stoppade införandet av effektavgifter den 13 mars 2026 för att arbeta fram en annan utformning. Den vanligaste utformningen var hösten 2025 en effektavgift per månad som utgick från medeleffekten av de 1–5 högsta topparna under månaden. Figur 27 visar vilka timmar som ingick i beräkningen av effektavgiften hos de elnätsbolag som hade infört en sådan i oktober 2025. De vanligaste tidsintervallen är 07–19 och 6–22, tätt följda av alla timmar. De flesta effektavgifter tillämpas enbart under delar av året, vanligtvis under vintern.




*Figur 27. Antalet elnätsbolag som infört en effektavgift oktober 2025 samt vilka av dygnets timmar som då ingick i effektavgiften.*

I Sverige finns idag mer än 150 lokalnätsbolag, som vart och ett endast har information om det egna lågspänningsnätet. Uppgifter om elnätens kapacitet är dessutom ofta sekretessbelagda och svåra att få tillgång till. Det gör det svårt att få en övergripande bild av hur väl rustade de svenska lokalnäten är för tillkommande elbehov, exempelvis storskalig laddning av elbilar.

REGAL är en syntetisk elnätsmodell som i detta projekt har använts för att analysera hur utbredd elbilsladdning i Sverige kan komma att påverka lågspänningsnätet (400 V). Med REGAL kan vi analysera belastningen på kablar och transformatorer, samt spänningsfall vid olika omfattning av elbilsladdning och under olika laddascenarier. Vi använder också hushållsmodellen MANORS, som gör det möjligt att optimera elbilsladdningen i ett hushåll utifrån olika antaganden om hushållets nuvarande elbehov, säkringsstorlek, installerade solceller, stationärt batteri, etc. Med modellpaketet MANORS-REGAL har vi bland annat analyserat följande frågor:

- Hur påverkas hushållens maxeffekt av elbilsladdning?
- Hur påverkas belastningen på det lokala elnätet av elbilsladdning?

- I vilken utsträckning kan smart styrning av elbilars laddning minska belastningen på det lokala elnätet?
- Hur påverkar det lokala elnätets kapacitet och egenskaper den flexibilitet som elbilar kan erbjuda elsystemet?

## 11.1 Kort beskrivning av modellpaketet och antaganden

Nedan ges en översiktlig beskrivning av modellpaketet som stöd för förståelsen av resultaten. Se fotnot för mer detaljerade beskrivningar av MANORS[50] och REGAL[51].

MANORS är en optimeringsmodell som minimerar kostnaden för inköpt el för ett hushåll. Den innehåller input data så som spotpris, hushållets elbehov exklusive elbilsladdning, säkringsstorlek, kostnad för inköpt el utöver spotpris (skatt, moms, fast elnätsavgift), eventuell effektavgift, kör- och laddningsbehov för en elbil. Ut från modellen ges en laddningsprofil för elbilen, givet antaganden om olika prissignaler, så som spotpris och effektavgift. Laddningsprofilerna används sedan i vår elnätsmodell REGAL för att se hur belastningen blir på elnätet. Elbilarnas kör- och laddbehov kommer från den insamlade datan beskriven i kapitel 4.2.

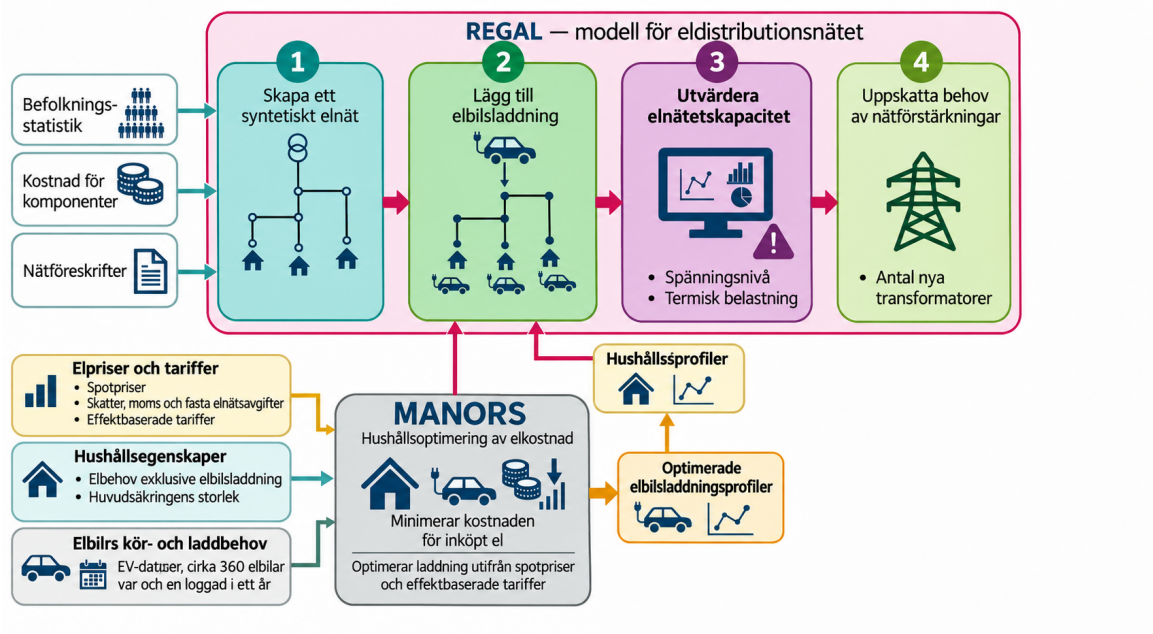
REGAL är en syntetisk elnätsmodell med en geografisk upplösning på 1 × 1 km, där varje sådant område benämns ”ruta”. I modellen steg 1 tas en elnätsdesign fram för alla lågspänningsnät i Sverige, se figur 28 för en översiktlig beskrivning av modellens alla steg. Utformningen baseras på samma metoder som elnätsbolagen har använt vid utbyggnaden av stora delar av de befintliga lågspänningsnäten. REGAL använder uppgifter om antalet lägenheter och villor per ruta samt deras genomsnittliga elanvändning för att, med hjälp av Velanders formel, beräkna den sammanlagda maxeffekten för alla hushåll i rutan. Maxeffekten används därefter för att testa olika elnätsdesigner, exempelvis olika transformatorstorlekar och kabellängder, och välja den mest kostnadseffektiva dimensioneringen av transformatorkapacitet och kabellängd.

Modellen tar också hänsyn till att elnätsdesignen måste uppfylla gällande lagar och regler, exempelvis avseende spänningsnivå och elkvalitet. På så sätt får vi fram en uppskattad dimensionering av transformatorer och kablar i varje ruta i hela Sverige. Modellen har en tidsupplösning på 15 min och körs för ett helt år, det vill säga cirka 35 000 tidssteg. Modellen innehåller väldigt många fler detaljer än vad som finns utrymme att beskriva här för att skapa ett så realistiskt nät som möjligt. Läs artikeln Perotti m.fl.[51] för en mer utförlig modellbeskrivning.

I steg 2 i modellen kombineras hushållens elbehov med elbilsladdning i tusentals olika kombinationer för att undersöka i vilken utsträckning spänningsfall och överbelastning av transformatorer och kablar uppstår. Kombinationerna av hushållens lastprofiler och elbilsladdning tas fram med hjälp av hushållsmodellen MANORS. Elbilarnas kör- och laddmönster hämtas från de elbilsdata som beskrivs i kapitel 4.2. Modellen beräknar därmed det förväntade antalet tidssteg om 15 minuter med eventuell överbelastning av nätet. Ett tidssteg motsvarar ett 15-minuters intervall,

[50] Therese Lundblad m.fl. (2026*). The role of network tariffs in steering electric vehicle charging and household peak power demand*. https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.6366416
[51] Elisabetta Perotti m.fl. (2026*). Electric vehicle charging under household power tariffs and spot prices: Impacts on residential low-voltage grids in Sweden.*

men med modellen kan vi inte säga om nätets kapacitet överskrids hela tidssteget eller bara en del av tidssteget.




*Figur 28. Illustration av modellpaketet REGAL och MANORS.*

Modellen har kalibrerats och validerats mot verkliga data, motsvarar knappt 10 % av Sveriges lågspänningsnät. Vid valideringen har vi jämfört: 1) modellens uppskattade årliga elbehov med det verkliga elbehovet enligt elnätsbolagens uppgifter; och 2) modellerad transformatorkapacitet och kabellängd per ruta med verkliga värden för samma ruta. Jämförelserna har gjorts både per ruta och för flera rutor grupperade på kommun- och regionnivå. Modellen har en bra tillförlitlighet på större geografisk yta, som en kommun, men kan inte användas för att analysera enskilda rutor.

### Antaganden i detta projekt

Vi har analyserat fem olika fall med modellen MANORS och tre utav dem med modellen REGAL, se tabell 4. I fallet ”Loggad” används de insamlade elbilsdata som beskrivs i kapitel 4.2. Elbilarna laddas alltså på samma sätt som den verkliga elbilsdatan, där ca 34 % av elbilsägarna har ett timprisavtal för el. I fallet ”Spotpris” laddas alla elbilar när spotpriset är som lägst, såvida de inte behöver laddas vid andra tidpunkter för att klara nästa resa.

Vi har också analyserat tre fall med olika utformning av effektavgiften: ett där avgiften endast gäller dagtid (kl. 7–20) och två där den gäller alla timmar på dygnet. Skillnaden mellan de två sistnämnda fallen är att det ena utgår från varje hushålls maxeffekt, medan det andra, ”Gemensam effektavgift”, utgår från den gemensamma maxeffekten för alla hushåll i ett större bostadsområde. Nivån vi har antagit för effektavgiften i modellen är 82 kr/kW, vilket motsvarar genomsnittet för de elnätsbolag som infört en effektavgift oktober 2025. Vi har gjort en känslighetsanalys på 19 kr/kW, med samma resultat.

Modellfallen kan också ses i relation till den smarta laddningstrappan. De illustrerar hur nätpåverkan förändras när laddningen går från direkt laddning utan styrning till alltmer aktiv styrning utifrån pris- och nätrelaterade signaler, även om fallen inte direkt motsvarar trappans enskilda steg.

**Tabell 4. Fall med olika prissignaler och design av effektavgifter som vi analyserat med modellpaketet.**

| | Spotpris | Effekt-avgift | Timmar inkluderade i effektavgiften | Beskrivning |
|---|---|---|---|---|
| Loggad | - | - | - | Loggade datan utgör en mix där ca 34 % har ett timprisavtal och laddar på spotpris. |
| Spotpris | Ja | Nej | | Alla laddar när spotpriset är som lägst såvida de inte måste ladda för att klara nästa resa |
| Dag effektavgift | Ja | Ja | 7–20 | Den högsta effekten under en månad per hushåll räknas. |
| Alla timmar effektavgift | Ja | Ja | Alla timmar | Den högsta effekten under en månad per hushåll räknas. |
| Gemensam effektavgift | Ja | Ja | Alla timmar | Till skillnad från de andra fallen med effektavgift räknas här den gemensamma högsta effekten för flera hushåll, till exempel ett bostadsområde. |

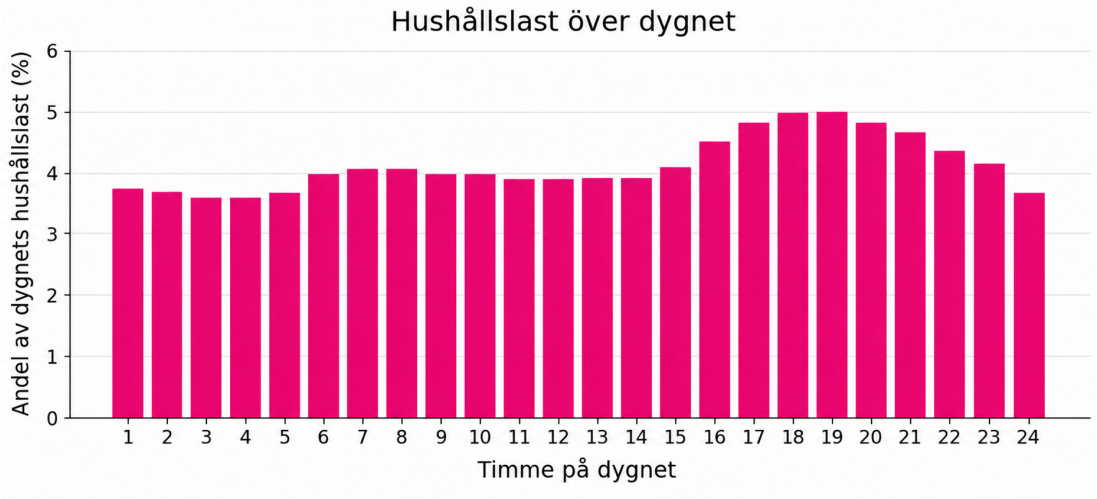
## 11.2 När laddar elbilarna givet de olika fallen?

Resultaten som presenteras i kapitel 11.2 och 11.3 kommer från den vetenskapliga artikeln Lundblad m.fl. [52].

### Hushållens elanvändning och laddningens fördelning över dygnet

Hushållens elanvändning utan elbilsladdning varierar över dygnet (figur 29). Den genomsnittliga dygnsprofilen i figur 29 visar högre hushållslast under sen eftermiddag och kväll än under natten. Elbilsladdning som sammanfaller med denna belastning kan förstärka hushållens effekttoppar. För att begränsa effektuttaget är det därför fördelaktigt att förlägga laddningen till timmar då den övriga hushållslasten är låg. I studien undersöks endast möjligheten att flytta elbilsladdning i tiden; annan hushållslast antas vara oförändrad. Flexibilitet från exempelvis värmepumpar och hushållsapparater ingår därmed inte i analysen.

[52] Therese Lundblad m.fl. (2026). *The role of network tariffs in steering electric vehicle charging and household peak power demand*. https://dx.doi.org/10.2139/ssrn.6366416



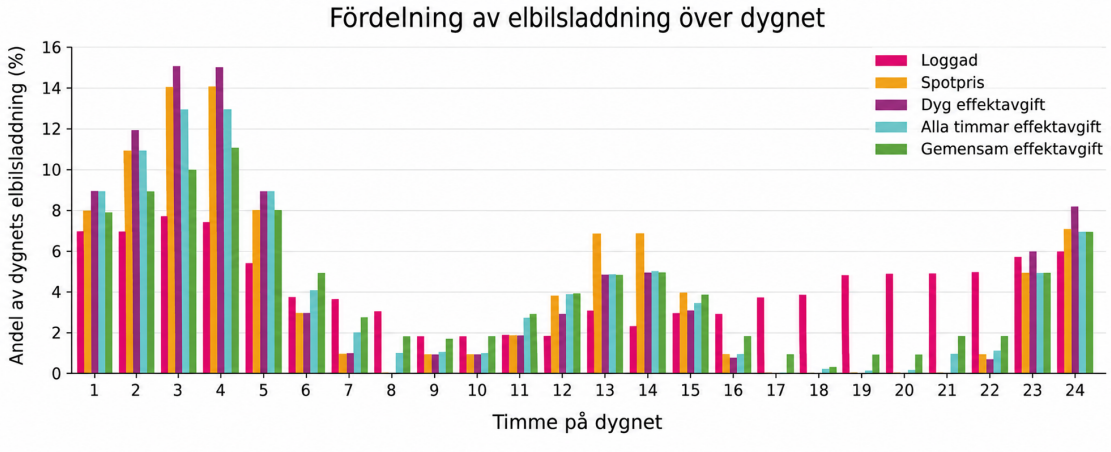

*Figur 29. Hushållens elbehov fördelat över ett genomsnittligt dygn, exklusive elbilsladdning.*

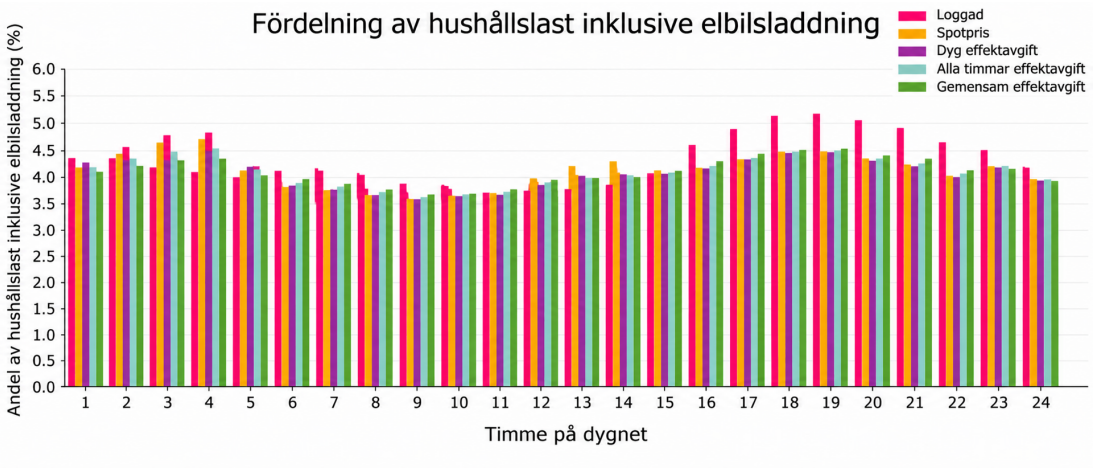
Studien jämför fem laddningsfall som presenteras i tabell 4: ”Loggad”, ”Spotpris”, ”Dag effektavgift”, ”Alla timmar effektavgift” och ”Gemensam effektavgift”. ”Loggad” beskriver den observerade laddningen och används som referens. I de tre individuellt optimerade fallen minimeras varje hushållskostnad utifrån respektive prismodell. I ”Gemensam effektavgift” minimeras i stället den sammanlagda kostnaden för ett antal hushåll.

Figur 30a visar att laddningens fördelning över ett genomsnittligt dygn skiljer sig tydligt mellan det loggade och de optimerade fallen. Den loggade laddningen är relativt jämnt utspridd och har en större andel laddning under kvällstid. I de optimerade fallen flyttas en stor del av laddningen till natten, framför allt till timmarna 02–04. Även mitt på dagen sker mer laddning, sett som ett genomsnitt över året.

I ”Spotpris” och ”Dag effektavgift” koncentreras laddningen särskilt tydligt till enskilda nattimmar. ”Alla timmar effektavgift” uppvisar också en nattlig koncentration, men med något lägre toppar. ”Gemensam effektavgift” ger en jämnare fördelning över dygnet, liksom ”Loggad”, med lägre nattliga toppar och laddning även under timmar då den är mycket liten i andra optimerade fall.

När laddningen läggs samman med hushållens övriga elanvändning (figur 30b) blir det tydligt att en jämn laddprofil inte automatiskt ger en jämn total hushållslast. I det loggade fallet sker en betydande del av laddningen när hushållslasten redan är hög, vilket bidrar till en kvällstopp. I de optimerade fallen blir den genomsnittliga totala dygnsprofilen något jämnare, men ”Spotpris” och ”Dag effektavgift” skapar samtidigt tydligare nattliga toppar än ”Gemensam effektavgift”. En laddtopp kan alltså sammanfalla med låg övrig hushållslast, medan en mer utspridd laddning ändå kan förstärka en befintlig belastningstopp. Det finns också stora skillnader mellan enskilda hushåll i när deras högsta effektuttag inträffar.



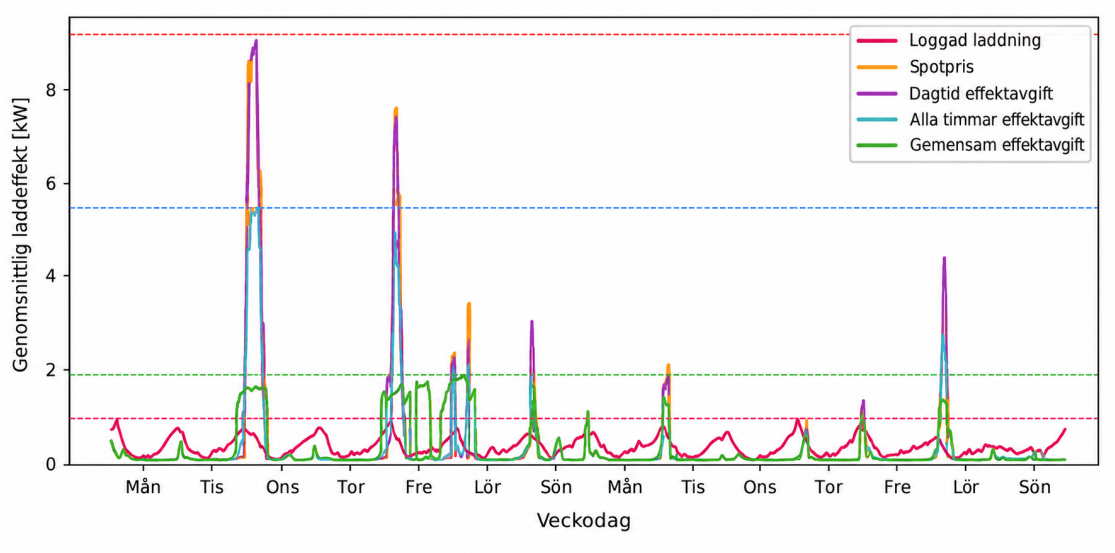

*Figur 30a och 30b. Fördelning av elbilsladdning över ett genomsnittligt dygn (övre) och fördelning av hushållslast inklusive elbilsladdning (nedre) för ett genomsnittligt dygn givet de fem laddningsfallen. Referensfallet "Loggad" bygger på laddningsdata från 188 elbilar under ett års tid. De övriga fallen bygger på modellberäkningar från MANORS med utgångspunkt i körmönstret från samma 188 elbilar.*

### Laddningens variation mellan dagar och sammanlagring

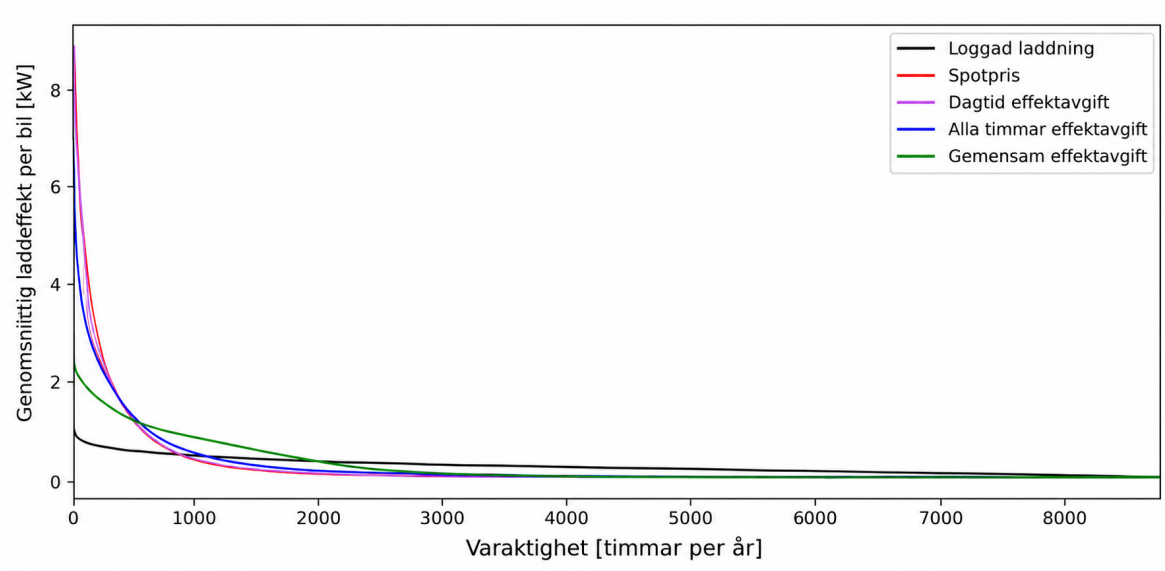
Genomsnittliga dygnsprofiler visar inte hur stora laddtoppar som kan uppstå vid enskilda tillfällen, eftersom den endast ger ett genomsnitt av alla dygn. Figur 31 visar därför laddeffekten under två veckor i januari. Den loggade laddningen är mer utspridd även mellan dagar, med viss laddning varje dag. Det ger en genomsnittlig max laddeffekt under denna tidsperiod på ca 1 kW (rosa streckade linjen i figur 31). I "Spotpris" och "Dag effektavgift" koncentreras laddningen däremot till ett fåtal timmar under vissa dagar, vilket ger kortvariga och höga toppar i den sammanlagda laddeffekten. Många bilar laddar dessutom samtidigt då maximala laddeffekten per bil är hela 9 kW (orange streckade linjen).

En förklaring är att hushållen i optimeringen reagerar på samma prissignaler och därmed väljer samma billiga timmar. Eftersom många elbilar bara behöver laddas 1–2 gånger per vecka kan laddningen dessutom flyttas mellan dagar. MANORS använder full förhandsinformation ("perfect foresight"), vilket gör det möjligt att välja de billigaste timmarna över flera dagar. Med en effektavgift som endast gäller dagtid kan laddningen i stället koncentreras till timmar utanför avgiftsperioden.

”Alla timmar effektavgift” dämpar de största laddtopparna jämfört med ”Spotpris” och ”Dag effektavgift”, även om tydliga toppar kvarstår, vilket syns tydligt i figur 32. En effektavgift under dygnets alla timmar ger hushållen incitament att begränsa sitt eget effektuttag, men flera hushåll kan fortfarande välja samma laddningstimmar. ”Gemensam effektavgift” ger lägst laddningstopp av de optimerade fallen, eftersom laddningen kan fördelas med hänsyn till flera hushålls samlade belastning och laddbehov.




*Figur 31. Genomsnittlig laddeffekt för de studerade elbilarna under två veckor i januari för de fem laddningsfallen.*




*Figur 32. Genomsnittliga laddeffekten för ett helt år, sorterad från högsta till lägsta värde, för de fem fallen.*

### Skillnader mellan modellerad och observerad laddning

Det är viktigt att skilja modellens kostnadsoptimerade laddning från observerat beteende. Som framgår av kapitel 4.2 har inte alla elbilsägare timprisavtal. Även bland dem som har sådana avtal sker laddningen inte uteslutande under timmarna med lägst spotpris. För de flesta i denna grupp skedde mindre än 50 % av laddningen under de timmar som definierats som timmar med lägst

spotpris. Modellresultaten bör därför tolkas som konsekvenser av de antagna optimeringsstrategierna, inte som en prognos för hur alla elbilsägare kommer att reagera på prissignaler.

Figurerna 31 och 32 visar elbilsladdningens effektbehov separat. För att bedöma hur laddningen påverkar hushållens maximala totala effektuttag behöver även den övriga hushållslasten vid samma tidpunkter inkluderas. Detta undersöks i nästa avsnitt.

## 11.3 Hur påverkar elbilsladdning hushållens maximala effektbehov?

### Elbilsladdnings påverkan på maximalt effektbehov för de olika fallen

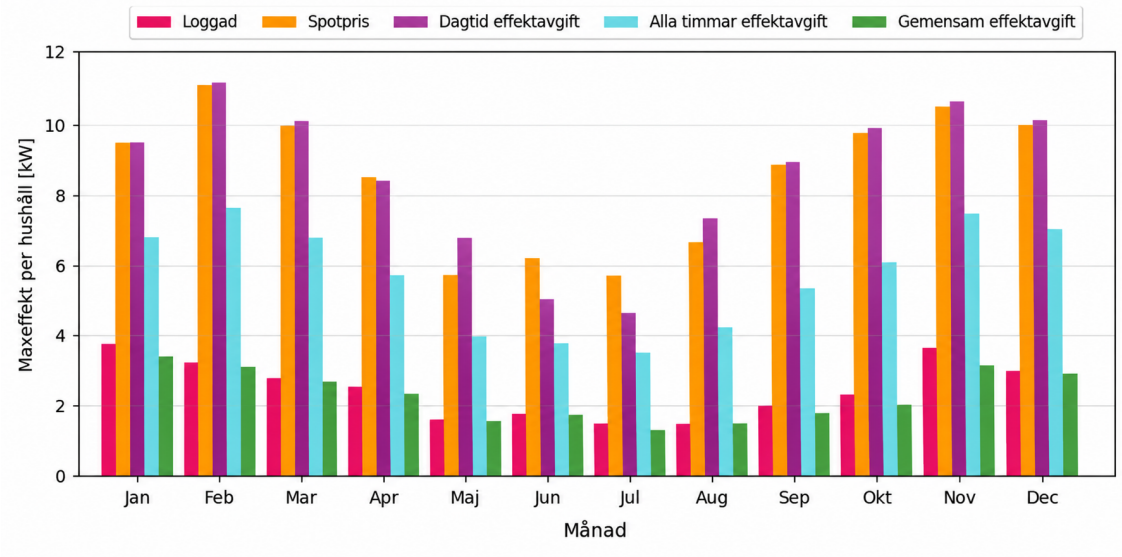
Figur 33 visar hur hushållens maximala sammanlagda effektbehov, inklusive elbilsladdning, varierar mellan årets månader för de fem laddningsfallen. Samtliga fall uppvisar en tydlig säsongsvariation, med generellt högre maxeffekt under vinterhalvåret och lägre under sommaren. Skillnaderna mellan fallen visar att laddningens fördelning i tiden och sammanlagringen mellan hushåll är avgörande för det maximala effektbehovet.

De högsta effekttopparna uppstår i ”Spotpris” och ”Dag effektavgift”. Under årets mest belastade tidssteg är maxeffekten i dessa fall ungefär tre gånger så hög som i ”Loggad”. Skillnaden mellan ”Spotpris” och ”Dag effektavgift” är liten under stora delar av året, särskilt under vinterhalvåret. En effektavgift som enbart gäller dagtid begränsar därför inte nödvändigtvis månadens högsta effektuttag, eftersom laddningen kan koncentreras till timmar utanför avgiftsperioden.

Med ”Alla timmar effektavgift” blir maxeffekten tydligt lägre än i ”Spotpris” och ”Dag effektavgift” under samtliga månader. När effektuttaget påverkar kostnaden under hela dygnet finns incitament att begränsa laddtoppar även på natten. Den sammanlagda maxeffekten är ändå genomgående högre än i ”Loggad” och ”Gemensam effektavgift”. Individuell kostnadsoptimering leder således inte automatiskt till lägre maximal effekt för en grupp hushåll. Ett hushåll kan begränsa sin egen effekttopp men samtidigt ladda när andra hushåll belastar nätet.

Den relativt låga sammanlagda maxeffekten i ”Loggad” kan delvis förklaras av att hushållens laddning är mer utspridd över tid (avsnitt 11.2). Det observerade beteendet rymmer flera strategier: vissa laddar efter spotpris, andra direkt vid hemkomst och ytterligare andra exempelvis med hänsyn till egen solelproduktion. Denna variation minskar sammanlagringen jämfört med fallen där alla hushåll optimerar mot liknande prissignaler.

”Gemensam effektavgift” ger lägst maximal sammanlagd effekt under samtliga månader. Skillnaden mot ”Loggad” är relativt liten, medan skillnaden mot de individuellt optimerade fallen är betydligt större. Vid gemensam optimering kan skillnader mellan hushållens ladd behov och övriga belastning utnyttjas för att minska den sammanlagda effekttoppen. Figur 33 visar dock inte hur ladd möjligheter och kostnadsbesparingar fördelas mellan hushållen.




*Figur 33. Månatlig maximal effekt som ett genomsnitt per hushåll inklusive elbilsladdning för de fem laddningsfallen.*

### Hur påverkas hushållens kostnader i de olika fallen?

De olika fallen påverkar även hushållens kostnader genom både spotpriset vid laddning och eventuella effektavgifter. Jämfört med fallet ”Spotpris” ökar den genomsnittliga kostnaden för inköpt el till elbilsladdning med 132 % i ”Gemensam effektavgift”, 55 % i ”Alla timmar effektavgift” och 33 % i ”Dag effektavgift”. I absoluta tal motsvarar detta 20–100 kr per år. Trots de stora procentuella skillnaderna är merkostnaden för inköpt laddel därmed liten. Beräkningarna bygger på historiska elpriser från 2024; framtida variationer i spotpriset kan påverka skillnaderna mellan fallen.

Den genomsnittliga effektavgiften uppgår i studien till 2 500–5 800 kr per år och elbilsägare. Den är lägst i ”Gemensam effektavgift” och högst i ”Alla timmar effektavgift”. Gemensam optimering ger därmed både lägre sammanlagd maxeffekt och lägre genomsnittlig effektavgift än individuell optimering med effektavgift. Det innebär alltså att kostnadsskillnaderna för själva inköpet av laddel är små mellan laddningsfallen jämfört med kostnaderna för effektavgifter.

### Avvägningar mellan låga elkostnader och lågt effektuttag

Resultaten visar en målkonflikt mellan att minimera kostnaden för inköpt el och att begränsa det maximala effektuttaget i det lokala elnätet. Spotprisoptimering kan koncentrera laddningen till ett fåtal timmar med låga elpriser, medan effektavgifter ger incitament att begränsa effekttopparna. Gemensam optimering ger lägst sammanlagd maxeffekt, men kan innebära att laddningen inte alltid förläggs till timmarna med lägst spotpris.

Låga spotpriser kan samtidigt signalera god tillgång på el i det övergripande elsystemet, vilket gör laddning under dessa timmar fördelaktig ur ett bredare systemperspektiv. En laddstrategi som är gynnsam för elsystemet som helhet behöver därför inte vara optimal för det lokala elnätet. Utformningen av prissignaler behöver väga dessa behov mot varandra.

Slutligen innebär en hög maximal sammanlagd effekt inte automatiskt att nätets kapacitet överskrids. För att bedöma risken för överbelastning måste effektuttaget jämföras med kapaciteten i de transformatorer och ledningar som försörjer hushållen. Detta analyseras i avsnitt 11.4.

## 11.4 Överskrids elnätskapaciteten vid en elektrifiering av personbilar?

Resultaten som presenteras i kapitel 11.4 kommer från den vetenskapliga artikeln Perotti m.fl. [53]. För att undersöka hur tre av de fem laddningsfallen påverkar elnätet har laddningsprofilerna från MANORS använts som input till den syntetiska elnätsmodellen REGAL (se beskrivning av modellerna i kapitel 11.1). Hushållslast och elbilsladdning kombineras för att undersöka när lågspänningsnätets kapacitet överskrids, i termer av termisk överbelastning av transformator och kablar, samt spänningsfall. Vi har endast analyserat hemmaladdning och en varierande andel av nuvarande personbilsflotta som är elektrifierad från 0 % till 100 %.

Resultaten gäller modellscenarier med upp till 100 % elbilar, inte prognoser för hur alla hushåll faktiskt kommer att ladda. I de optimerade fallen antas hushållen minimera sina kostnader med full information om framtida priser och laddbehov. Studien optimerar dessutom laddningen i småhus, medan laddningen i flerbostadshus följer loggade profiler.

### Stora skillnader i elnätspåverkan mellan de olika fallen

Resultaten visar att hur elbilar laddas har mycket stor betydelse för lokalnätens belastning. Vid en elektrifiering av hela den privata personbilsflottan i Sverige ökar den maximala belastningen på transformatorerna med 44 % vid loggad laddning, 166 % vid spotprisoptimerad laddning och 70 % när spotprisoptimeringen kombineras med en effektavgift. Siffrorna avser medianen av all lågspänningsnäten.

Skillnaderna mellan fallen blir särskilt tydliga när elnätets kapacitet att integrera elbilsladdning studeras (Tabell 5). Tabell 5 visar andel av hushåll (elnätskunder) som är anslutna till en transformator där elnätet överbelastas minst en gång per år vid en 100 % elektrifiering av personbilsflottan. Vid loggad laddning bor mindre än 1 % av hushållen i elnät där transformatorns kapacitet överskrids någon gång under året. Vid spotprisoptimerad laddning, dvs. fallet ”Spotpris”, ökar denna andel till hela 42 %. Även andelen hushåll i nät med för stora spänningsfall och överbelastade kablar ökar kraftigt, till 31 % respektive 27 %. När en effektavgift införs minskar problemen betydligt i lågspänningsnätet: andelen hushåll i nät med överbelastade transformatorer sjunker till 7 %, medan motsvarande andelar för spänningsfall och kabelöverbelastning blir 3 % respektive 3 %.

En effektavgift minskar därmed belastningen på nätet avsevärt jämfört med enbart spotprisoptimering, men överbelastning av transformatorer är fortfarande betydligt vanligare än vid dagens loggade laddningsmönster.

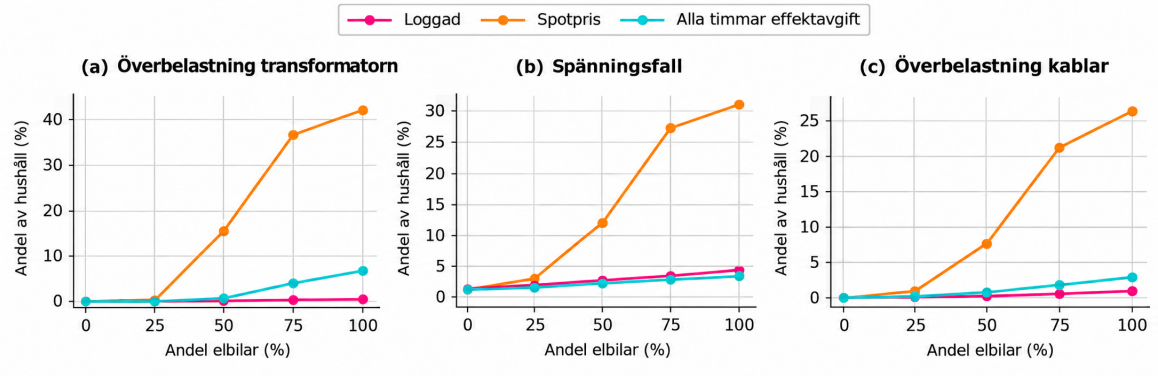
[53] Elisabetta Perotti m.fl. (2026). *Electric vehicle charging under household power tariffs and spot prices: Impacts on residential low-voltage grids in Sweden.*

**Tabell 5. Andel av hushåll (elnätskunder) anslutna till ett lågspänningsnät (transformator) som har minst ett tidssteg då elnätets kapacitet överskrids per år vid en 100 % elektrifiering.**

| | Loggade | Spotpris | Alla timmar effektavgift |
|---|---|---|---|
| Medianökning av maximal effekt per 400 V nät [%] | 44% | 166% | 70% |
| Överbelastning av transformatorn (%) | <1 % | 42 % | 7 % |
| Spänningsfall (%) | 5 % | 31 % | 3 % |
| Överbelastning av kabeln (%) | <1 % | 27 % | 3 % |

## Påverkan på elnätet vid olika andelar elbilar

Resultaten visar att elnätens belastning ökar med andelen elbilar, men att utvecklingen skiljer sig kraftigt mellan fallen (figur 34). Figur 34 visar andel av hushåll som är anslutna till en transformator där elnätet överbelastas minst en gång per år. Vid 25 % elbilar är skillnaderna mellan fallen relativt små på en aggregerad nivå. Det kan såklart finnas enskilda 400 V nät som även vid 25% elbilar blir överbelastat. Vid 50 % elbilar börjar däremot spotprisoptimerad laddning skapa betydande kapacitetsproblem, där 16 % av hushållen är anslutna till elnät med överbelastade transformatorer. Vid 75 % elbilar ökar problemen ytterligare och vid 100 % påverkas hela 42 % av hushållen. Med en effektavgift aktiv alla timmar är problemen betydligt mindre och överbelastning av transformatorer påverkar mindre än 1 % av hushållen vid 50 % elbilar, 4 % vid 75 % och 7 % vid 100 % elbilar. Vid loggad laddning är motsvarande andel mindre än 1 % även vid full elektrifiering. Resultaten visar därmed att spotprisoptimerad laddning kan skapa omfattande kapacitetsproblem redan vid en relativt måttlig andel elbilar, medan en effektavgift aktiv alla timmar kraftigt minskar problemen och gör det möjligt att integrera en betydligt större andel elbilar i befintliga lokalnät.



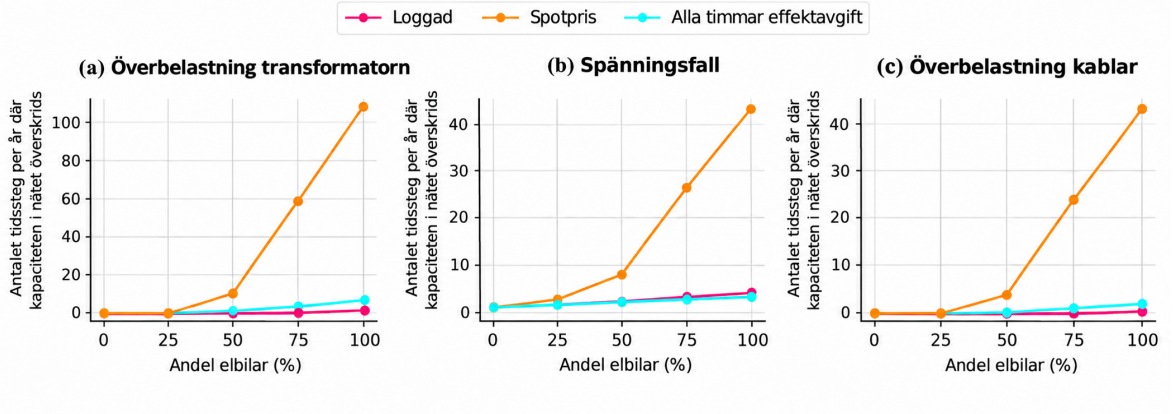

*Figur 34. Andel hushåll (elnätskunder) som är anslutna till en transformator där nätets kapacitet överskrids minst ett tidssteg per år vid olika andel elbilar i förhållande till den nuvarande fordonsflottan.*

## Hur ofta och hur länge elnätens kapacitet överskrids spelar roll för behovet av förstärkningar

Att ett elnät överskrider sin kapacitetsgräns vid något enstaka tillfälle under året innebär inte nödvändigtvis att nätet behöver förstärkas. Det eftersom vissa överskridanden av kapacitet kan tillåtas då det förkortar livslängden på komponenter, men inte sker tillräckligt ofta för att kräva en utbyggnad av kapaciteten i elnätet. Därför är det viktigt att även undersöka hur ofta och hur ihållande problemen är.

Resultaten visar även här stora skillnader mellan fallen, men också skillnad beroende på befolkningsmängd. Figur 35 visar vid 100 % elbilar uppgår antalet tidssteg med överbelastade transformatorer till i genomsnitt 1 per år vid loggad laddning, jämfört med 110 vid spotprisoptimerad laddning och 5 med en effektavgift alla timmar. Motsvarande värden för spänningsfall är 4, 45 respektive 5 stycken tidssteg per år. Skillnaderna är särskilt stora i tätorter, där spotprisoptimerad laddning leder till i genomsnitt 230 stycken tidssteg med överbelastade transformatorer per år. Detta relativt låga genomsnitt utesluter inte betydligt fler överskridanden lokalt. Vid bedömning av förstärkningsbehov behöver både överskridandenas omfattning och frekvens beaktas.

Även hur länge problemen kvarstår skiljer sig mellan fallen. I nät där överbelastning förekommer återkommande är den längsta sammanhängande överbelastningen omkring 2 tidssteg (där ett tidssteg är 15 min) vid loggad laddning, jämfört med cirka 12 tidssteg vid båda de optimerade fallen. Effektavgiften minskar således antalet överbelastningar kraftigt, men de överbelastningar som fortfarande uppstår kan vara lika ihållande som vid enbart spotprisoptimering. Resultaten understryker vikten av att beakta både hur ofta kapacitetsgränser överskrids, hur länge problemen kvarstår och hur stora överbelastningarna är vid bedömningen av behovet av nätförstärkningar.




*Figur 35. Genomsnittligt antal tidssteg per år där nätets kapacitet överskrids hela eller en del av tidssteget, vid olika elbilsandelar och för de tre laddningsfallen. Figuren visar ett genomsnitt av alla iterationer och alla rutor i Sverige.*

### Olika problem i olika typer av områden med olika antal transformatorer

Elnätens förutsättningar skiljer sig mellan landsbygd, tätorter och städer. Spänningsfall är framför allt ett problem på landsbygden, där långa ledningar gör elnäten känsliga för ökad belastning. Däremot ser vi nästan inga problem med överbelastning av kabelkapacitet på landsbygden. Vid spotprisoptimerad laddning påverkas 79 % av hushållen på landsbygden av spänningsfall under den studerade gränsen, jämfört med 19 % vid loggad laddning och 10 % med effektavgift.

Överbelastning av transformatorer är däremot särskilt omfattande i tätorter. Där påverkas nästan 78 % av hushållen vid spotprisoptimerad laddning, jämfört med knappt 1 % vid loggad laddning och 14 % med effektavgift.

Resultaten visar också att effektavgiftens betydelse varierar med antalet hushåll som delar transformator. I små nät kan effektavgiften ge lägre belastning än den loggad laddning, medan i större nät med många hushåll som reagerar på samma elpris fortfarande kan skapa stora

gemensamma effekttoppar även med en effektavgift. I nät med endast 1–5 kunder ger effektavgiften lägre effekttoppar än loggad laddning i omkring 80 % av näten. I nät med 6–50 kunder gäller detta däremot bara omkring 1 %.

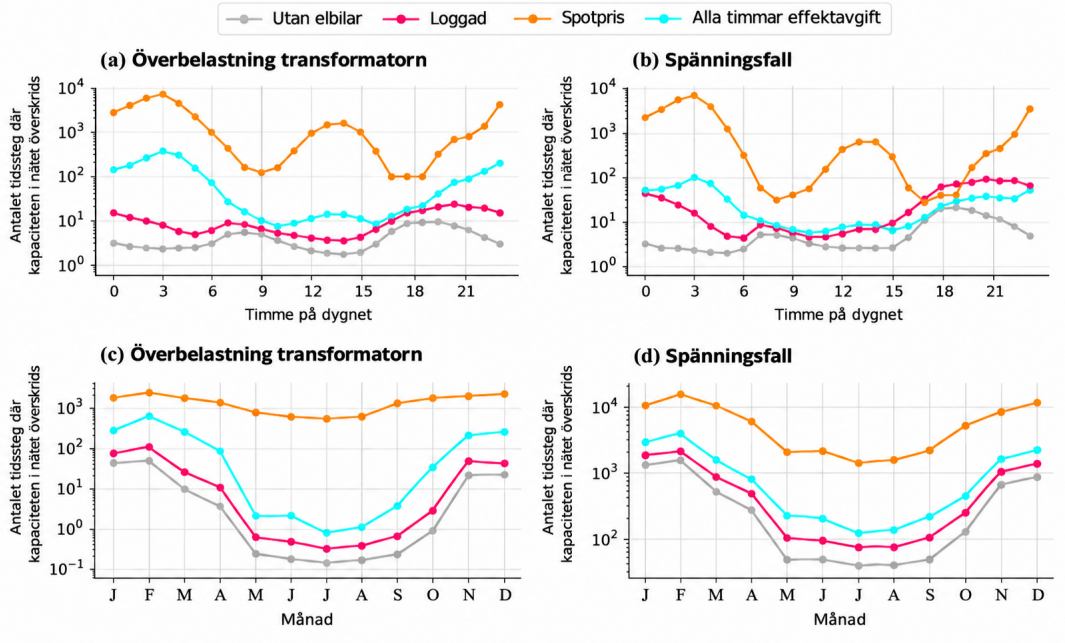
Det visar att en individuell effektavgift kan vara effektiv för ett enskilt hushåll eller ett mycket litet nät, men betydligt mindre effektiv när många hushåll delar samma transformator. Då behövs en gemensam effektavgift för flera hushåll eller en dynamisk tariff som återspeglar förhållandena i elnätet och ger differentierade prissignaler till olika kunder. Men det har vi inte analyserat med vår elnätsmodell REGAL. Resultaten från kapitel 11.3 visar att en gemensam effektavgift för flera hushåll troligen skulle minska belastningen på elnätet jämfört med individuell effektavgift.

### Tid på dygnet och året - Nya effekttoppar uppstår under natten och på sommaren

Tidpunkten för elnätens belastningsproblem förändras också vid optimering jämfört med den loggade laddningen (figur 36). Vid loggad laddning uppstår problemen främst under vinterhalvårets kvällar, när hushållens elanvändning är hög. Spotprisoptimering flyttar i stället laddningen till timmar med låga elpriser, framför allt nattetid kring klockan 03. Detta skapar nya effekttoppar som orsakar överbelastning av lågspänningsnätet även under sommaren. Det innebär att om vi får många elnätskunder som optimerar sin elbilsladdning mot spotpris, så talar det för en effektavgift även sommartid.

Med effektavgift minskar antalet överbelastningar kraftigt och problemen koncentreras återigen till vinterhalvåret. Däremot kvarstår en tydlig koncentration av laddning till samma billiga timmar.

Vi har i denna studie endast tittat på områden med hushållslast. Det vore intressant att också analysera områden med en blandning av hushåll och andra verksamheter som använder el på annat sätt än hushåll, t.ex., hotell, restauranger, affärer, skolor, m.fl.




*Figur 36. Antalet tidssteg vid olika tider på dygnet (a,b) och månad (c,d) för de olika fallen som elnätets kapacitet överskrids. A och C visar överbelastning av transformatorn och b,d visar spänningsfall. Värdena på y-axeln motsvarar 1000 rutor.*

### Stora skillnader i behovet av nätförstärkning

Skillnaderna mellan fallen får stora konsekvenser för behovet av nätinvesteringar (Tabell 6). Vid full elektrifiering av personbilsflottan beräknas den loggad laddning kräva en ökning av den installerade transformatorkapaciteten i lågspänningsnätet med mindre än 1 %. I extrem fallet där i stället alla hushåll i stället optimerar sin laddning mot spotpriset ökar behovet till hela 72 % av dagens installerad transformatoreffekt. Med en effektavgift aktiv alla timmar minskar förstärkningsbehovet till cirka 7 % av dagens installerade kapacitet. I analysen ingår inte förstärkningar av kablar och åtgärder mot spänningsfall.

Analyserna av transformatorbelastning och spänningsnivåer visar dessutom att spotprisoptimerad laddning inte enbart ger enstaka överbelastningar, utan att problemen kan vara både omfattande och återkommande under året.

**Tabell 6. Investeringar i transformatorkapacitet för att möta en 100% elektrifiering av personbilsflottan givet olika fall.**

| | Loggade | Spotpris | Alla timmar effektavgift |
|---|---|---|---|
| Andel av all 400V nät som behöver förstärkas [%] | <1 % | 34 % | 4 % |
| Transformator kapacitet som behöver tillföras [MVA] | 169 | 21 900 | 2 100 |
| Nya transformator kapacitet som andel av installerad effekt [%] | <1 % | 72 % | 7 % |

### Slutsatser från modellering av 400 V nätet med REGAL

Studien visar att en omfattande elektrifiering av personbilsflottan inte nödvändigtvis behöver innebära stora förstärkningar av lågspänningsnäten. Det avgörande är hur laddningen styrs. Om många elbilar automatiskt laddas under samma timmar med låga spotpriser kan det skapa betydande lokala kapacitetsproblem med stora förstärkningar av lågspänningsnätet, även om laddningen är ekonomiskt fördelaktig för den enskilda bilägaren och för elsystemet i stort. Spotprisoptimeringen minskar kapacitetsmarginalerna i många lokalnät vid flertalet tillfällen, även på sommaren, inte bara genom några enstaka extrema effekttoppar.

Modell resultaten tyder på att i fallet "Loggade" med dagen kör- och laddmönster, så kan nästan 100% av flottan elektrifieras utan större förstärkningar i lågspänningsnätet (givet antagandena i modellen). Idag laddar många med olika strategier, så som lågt spotpris, utifrån behov, direkt när man kommer hem, egen produktion av solceller, timer inställd på en viss tid, etc.). Denna mix gör att laddningen blir utsmetad mellan dagar och tid på dygnet, och att sällan mer än 15% av flottan laddar samtidigt enligt vår insamlade data. De loggade elbilarna i denna studie laddar med en genomsnittlig effekt på 4,7 kW och har en genomsnittlig maximal laddeffekt på 7,1 kW. Den maximala sammanlagrade laddeffekten för samtliga elbilar uppgår till 1,17 kW per elbil, vilket visar på en låg sannolikhet att många laddar samtidigt. Men denna analys visar på konsekvenserna om många istället skulle välja att ladda samtidigt beroende på prissignaler.

Effektavgifter aktiv alla timmar som baseras på hushållens individuella maximala effektuttag kan minska problemen i lågspänningsnätet kraftigt, men är inte tillräckliga för att helt undvika överbelastningar och förstärkningar av elnätet. För att utnyttja befintlig nätkapacitet effektivare

behövs därför styrsignaler som även tar hänsyn till den sammanlagda belastningen från flera hushåll och kapaciteten i det lokala elnätet. Studien visar att även relativt låga effektavgifter kan räcka för att hushållen ska begränsa sina individuella effekttoppar. De återstående problemen orsakas främst av att många hushåll laddar samtidigt, inte av att varje hushåll har för hög effekt. Detta är viktiga slutsatser för den framtida utformningen av elnätstariffer och smart styrning av elbilsladdning.

Resultaten från REGAL visar också på en tydlig målkonflikt mellan elsystemet och de lokala elnäten. Att styra elbilsladdning till timmar med låga spotpriser kan vara fördelaktigt för elsystemet som helhet, men samtidigt skapa kapacitetsproblem i lågspänningsnäten. En effektavgift kan å andra sidan begränsa möjligheten att utnyttja timmar med låga elpriser även i nät där det finns ledig kapacitet. Det är därför viktigt att framtida styrsignaler tar hänsyn till både elpriset och den lokala nätbelastningen, så att laddningen endast begränsas där och när det faktiskt behövs.

## 11.5 Vilken roll kan smart styrning spela för att minska belastningarna på nätet?

Smart styrning av elbilsladdning kan spela en viktig roll för att möjliggöra en omfattande elektrifiering av personbilsflottan med begränsat behov av förstärkningar i lågspänningsnätet. Resultaten visar samtidigt att det är avgörande vad laddningen styrs mot. En strategi som minimerar kostnaden för inköpt el behöver inte minska belastningen på det lokala nätet. För att ta till vara elbilarnas flexibilitet behöver styrningen därför väga samman hushållens behov, elpriset och elnätets förutsättningar.

Det loggade fallet representerar en blandning av laddbeteenden. Laddningen är utspridd mellan olika tidpunkter, vilket minskar sammanlagringseffekten mellan elbilarna. Detta ger lägre belastning än i fallen där samtliga hushåll optimerar laddningen utifrån en prissignal så som spotpriset eller en effektavgift. Samtidigt sammanfaller en del av den observerade laddningen med hushållens övriga belastning.

Om fler hushåll börjar styra laddningen efter samma prissignal kan denna spridning minska. Studien visar att laddning som koncentreras till de billigaste timmarna kan skapa nya effekttoppar, även om den flyttas bort från de timmar då hushållens övriga elanvändning är som störst. Det räcker därför inte alltid att flytta laddningen från kväll till natt. Laddningen kan också behöva fördelas mellan flera timmar och mellan fordon som är anslutna till samma del av nätet.

Generellt visar resultaten relativt få problem i lågspänningsnätet. Det är dock stor skillnad mellan fallen. Resultaten för ”Alla timmar effektavgift” visar att en stor del av de studerade näten kan hantera även en fullt elektrifierad personbilsflotta med få överskridanden av nätets kapacitet. Detta pekar på en betydande möjlighet att begränsa förstärkningsbehovet på lokalnivå i nätet genom styrning av laddningen. Det innebär däremot inte att nätutbyggnad kan undvikas överallt. Vissa områden får fortfarande problem, och bedömningen behöver ta hänsyn till både hur ofta och hur mycket nätets kapacitet överskrids.

Även annan elanvändning kan bidra med flexibilitet, exempelvis uppvärmning och varmvattenberedning. Elbilsladdning är en viktig styrbar last i hushåll med elbil, men dess betydelse

i förhållande till andra laster varierar med bland annat körbehov och uppvärmningssystem. Möjligheten att samordna laddningen med annan hushållslast bör därför undersökas vidare. På samma sätt behöver nätanalyser beakta annan tillkommande elanvändning. En lastbilsdepå eller industri kan påverka gemensamma delar av det överliggande nätet, även om verksamheten inte är ansluten till samma lågspänningsnät som hushållen.

Utformningen av effektavgiften blir central för hur denna flexibilitet används. En avgift som endast gäller vissa timmar kan flytta belastningen till timmarna utanför avgiftsperioden och där skapa nya toppar. En avgift som gäller alla timmar minskar denna risk, men kan samtidigt begränsa laddningen under perioder då nätet har gott om ledig kapacitet. Målet bör därför vara att undvika belastning som driver nätkostnader och kapacitetsproblem, snarare än att göra varje hushålls elanvändning så jämn som möjligt under årets alla timmar.

## 11.6 Vilken roll spelar utformningen av effektavgiften för elnätet och elsystemet?

Det finns en avvägning mellan att begränsa belastningen på elnätet och att utnyttja timmar med låga spotpriser. Ett lågt spotpris kan signalera god tillgång på el i förhållande till efterfrågan inom elområdet, men visar inte om en viss lokal transformator eller ledning har ledig kapacitet. Att begränsa laddningen under billiga timmar kan därför vara motiverat lokalt. Samtidigt kan en effektavgift begränsa laddningen även under timmar då nätet har utrymme, vilket ökar hushållens kostnad för inköpt el utan att nödvändigtvis ge motsvarande nätnytta.

Den gemensamma effektavgiften illustrerar hur skillnader mellan hushållens belastning och laddbehov kan utnyttjas. Ett hushåll kan få utrymme att ladda med högre effekt när andra hushåll använder mindre el. Gemensam optimering kan således ge större utrymme att fördela laddningen mellan hushåll, och ge lägre total kostnad för hushållen (spotpris och effektavgift). Den gemensamma effektavgiften illustrerar ett sätt att ta hänsyn till flera hushålls belastning samtidigt. Hushållen kan då utnyttja att deras behov skiljer sig åt. Men även i detta fall har vi antagit en effektavgift som är aktiv alla timmar, vilket inte speglar nätets faktiska belastning dessa timmar.

För att uppnå detta i praktiken behöver samordningen ske av hushåll som påverkar samma nätstation. Ett alternativ är att en aggregator samordnar laddningen för flera hushåll. Inom de ramar som användarna anger kan laddningen fördelas mellan flera billiga tidsperioder, samtidigt som gemensamma effekttoppar begränsas. För att detta ska ge lokal nätnytta behöver aggregatorn känna till vilka nätbegränsningar som är relevanta och vilka hushåll som berörs. En aggregator som enbart följer spotpriset riskerar annars att resultera i samma resultat som för de individuellt optimerade fallet ”Spotpris”. Kunden behöver också kunna ange önskad avresetid, laddnivå och möjlighet att tillfälligt prioritera laddning.

I studien ökar den genomsnittliga kostnaden för inköpt el till laddningen med 132 % för ”Gemensam effektavgift”, 55 % för ”Alla timmar effektavgift” och 33 % för ”Dag effektavgift”, jämfört med ”Spotpris”. De procentuella skillnaderna behöver dock sättas i relation till de absoluta kostnaderna. Ökningarna motsvarar 20–100 kr per år, medan den genomsnittliga kostnaden för effektavgiften uppgår till 2500–5800 kr per år och elbilsägare. Den lägsta effektavgiftskostnaden uppstår i

”Gemensam effektavgift” och den högsta i ”Alla timmar effektavgift”. En högre kostnad för inköpt laddel (spotpris) behöver därför inte innebära en högre sammanlagd kostnad. Bedömningen behöver omfatta både kostnaden för elen och effektavgiften, samtidigt som eventuella kostnader för styrning och samordning beaktas.

Elbilarnas möjlighet att bidra med flexibilitet bygger på att laddningen ofta kan genomföras under en längre period än den tid som faktiskt behövs för att tillföra den efterfrågade energin. När bilen står parkerad och är ansluten hemma kan laddningen anpassas till både hushållets övriga elanvändning och belastningen i nätet. Utrymmet varierar dock mellan hushåll och dagar. Långa körsträckor, korta parkeringstider eller flera elbilar i samma hushåll kan göra det svårare att undvika en ökning av hushållets maxeffekt. Styrningen behöver därför utgå från när fordonen ska användas och hur mycket energi som då måste finnas i batterierna.

En väl utformad styrning bör därför bedömas utifrån flera mål: hur den påverkar lokala nätbegränsningar, elbilsägarnas sammanlagda kostnader, incitament och deras individuella friheter och möjligheter att få bilen laddad när den behövs. Ingen av de studerade fallen är bäst i samtliga avseenden. Målet bör vara att begränsa laddningen när det ger tydlig nätnytta och behålla så stor handlingsfrihet som möjligt under övrig tid.

I denna studie har vi inte analyserat andra stödtjänster som elbilen kan bidra med eller Vehicle-to-grid. Det skulle potentiellt också kunna påverka när det är mest fördelaktigt att ladda elbilen. Det vore intressant att inkludera i framtida studier.

Studiens viktigaste slutsats är att smart laddning behöver vara smart även i förhållande till det nät där laddningen sker. Med rätt styrning kan elbilarnas flexibilitet bidra till att fler elbilar ryms i befintligt lågspänningsnät. Ambitionen bör vara att begränsa laddningen när nätet faktiskt behöver avlastning och behålla så stor frihet som möjligt under övrig tid. En sådan inriktning kan förena elbilsägarnas körbehov med låga kostnader, effektivt nätutnyttjande och möjligheten att anpassa elanvändningen till hela elnätet och elsystemets förutsättningar.

# 12. Leverans av flexibilitet med laddinfrastruktur

Detta kapitel undersöker hur laddinfrastruktur kan användas för att leverera flexibilitet och vilka tekniska och ekonomiska förutsättningar som avgör hur stor flexibiliteten blir. Analysen omfattar både DC- och AC-laddning och skiljer mellan flexibilitet som skapas genom att styra själva elbilsladdningen och flexibilitet från stationära batterier som kombineras med laddinfrastrukturen.

För DC-laddning analyseras först publik snabbladdning utan stationärt batteri för att undersöka hur stor del av laddningen som är tillräckligt planerbar för att kunna erbjudas på stödtjänstmarknaderna. Därefter analyseras hur förutsättningarna förändras när laddanläggningarna kompletteras med stationära batterier. För ett antal enskilda anläggningar jämförs även olika sätt att styra batteriet mellan effekttoppskapning, spotprisoptimering och stödtjänster.

För AC-laddning utan stationärt batteri kommer flexibiliteten i stället från möjligheten att flytta laddningen under den tid som fordonen står inkopplade. Två olika laddmiljöer analyseras för att undersöka hur parkerings- och laddmönster påverkar möjligheten att styra laddningen och leverera flexibilitet. Analyserna bygger huvudsakligen på mätdata från perioden 1 juni–31 augusti 2026 och kompletteras med simuleringar och intervjuer. Syftet är inte att jämföra alla typer av laddinfrastruktur på samma villkor, utan att undersöka vilka egenskaper som avgör om en laddanläggning kan fungera som en planerbar och ekonomiskt användbar flexibilitetsresurs.

## 12.2 DC-laddning

Publik DC-snabbladdning kännetecknas av höga effekter och relativt korta laddsessioner, vilket begränsar möjligheten att förutse och styra laddningen. I detta avsnitt undersöks förutsättningarna för att leverera flexibilitet från DC-laddning, både genom styrning av själva laddningen och med hjälp av stationära batterier. Analysen omfattar laddutrustningens mätförmåga, möjligheten att leverera stödtjänster från en portfölj av snabbladdningsanläggningar samt hur olika styrstrategier påverkar drift och ekonomi på enskilda anläggningar. Resultaten kompletteras med intervjuer med anläggningsägare och installatörer.

Avsnittet bygger på mätdata från 29 publika och semipublika snabbladdningssiter, som i huvudsak används av lätta fordon. Först redovisas hur väl laddarna mäter och loggar effekt (14.2.1). Därefter analyseras de 29 siterna som en samlad flexibilitetsresurs (14.2.2), och slutligen analyseras fyra av de 18 siter som också har ett stationärt batteri mer i detalj (14.2.3). Depåladdning för tunga fordon ingår inte, eftersom projektet inte haft tillgång till mätdata från någon sådan anläggning.

### 12.2.1 Mätning och loggning

I projektet har olika laddinfrastrukturresurser utvärderats med avseende på mätnoggrannhet och uppdateringsfrekvens, för att se om resurserna kan delta direkt på stödtjänstmarknader såsom mFRR, FCR-N eller FCR-D.

**Tabell 7. Svenska kraftnäts krav på mätning vid förkvalificering (test).**

| Stödtjänst | FCR-N (100 kW) | FCR-D (100 kW) | mFRR (1 MW) |
|---|---|---|---|
| Samplingsfrekvens | ≥5 Hz (0,2 s) | ≥10 Hz (0,1 s) | 5 s rekommenderas, max 10 s |
| Alternativ till fast sampling | Logga vid ändring, tröskel 0,01 MW och 5 mHz | Logga vid ändring, tröskel 0,01 MW och 5 mHz | – |
| Undantag | Svenska kraftnät kan medge ner till 1 Hz | Svenska kraftnät kan medge ner till 1 Hz | – |
| Noggrannhet, aktiv effekt | ±5 % (±5 kW) | ±5 % (±5 kW) | ±5 % (±50 kW) |
| Upplösning, aktiv effekt | 0,01 MW (10 kW) eller 0,025 % | 0,01 MW (10 kW) eller 0,025 % | 0,1 MW (100 kW) |

**Tabell 8. Svenska kraftnäts krav på mätning vid normaldrift (leverans).**

| Stödtjänst | FCR-N (100 kW) | FCR-D (100 kW) | mFRR (1 MW) |
|---|---|---|---|
| Tidsupplösning, loggning | ≤1 s (effekt, frekvens, reglermod, aktiverad FCR) | ≤1 s (effekt, frekvens, reglermod, aktiverad FCR) | ≤10 s |
| Tidsupplösning, övriga signaler | ≤10 s | ≤10 s | ≤10 s |
| Noggrannhet, aktiv effekt | ±5 % (±5 kW) | ±5 % (±5 kW) | ±5 % (±50 kW) |
| Upplösning, aktiv effekt | 0,01 MW (10 kW) eller 0,025 % | 0,01 MW (10 kW) eller 0,025 % | ≤0,1 MW (100 kW) |
| Noggrannhet, frekvens | ±10 mHz | ±10 mHz | Inget krav |
| Upplösning, frekvens | 5 mHz | 5 mHz | Inget krav |
| Realtidsdata till Svenska kraftnät | Minst var 10:e s | Minst var 10:e s | Minst var 36:e s |
| Aggregering | Tillåten. Kravet ±5 % gäller enheter under 1,5 MW | Tillåten. Kravet ±5 % gäller enheter under 1,5 MW | Tillåten |

Mätningen i laddarna skiljer sig mellan fabrikaten. Alpitronic kan läsa effekten på både AC- och DC-sidan. Intern mätning bedöms räcka för mFRR, men för FCR krävs en extern mätare. Siemens Sicharge D kan läsa effekten på både AC- och DC-sidan en gång per sekund vilket räcker för mFRR, men även här krävs en extern mätare för FCR. Delta UFC mäter bara på DC-sidan, så förlusterna i omvandlingen mellan AC och DC syns inte, och en extern mätare är nödvändig. AC-laddarna från Zaptec beskrivs i avsnitt 3.1.

### 12.2.2 Analys av en portfölj av snabbladdningssiter

Analys av mätdata från 29 publika snabbladdningssiter. De olika siterna är utspridda i tre olika prisområden och deras balansansvar är fördelat mellan 5 olika balansansvariga. Det går således inte att aggregera dessa till en gemensam portfölj enligt de krav som finns från Svenska Kraftnät. Analysen ska därmed ses som en teoretisk analys och ett potentiellt värde för en aggregerad portfölj av publika snabbladdare med batteri och inte som ett verkligt scenario.

**Tabell 9. Medeleffekt per timme och veckodag för portföljen, kW, 1 juni–31 augusti 2026.**

| Timme | Måndag | Tisdag | Onsdag | Torsdag | Fredag | Lördag | Söndag | Totalt |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | 20 | 7 | 9 | 20 | 10 | 35 | 18 | 17 |
| 1 | 10 | 8 | 4 | 0 | 8 | 5 | 5 | 6 |
| 2 | 3 | 4 | 1 | 4 | 6 | 13 | 9 | 6 |
| 3 | 9 | 8 | 7 | 2 | 2 | 2 | 5 | 5 |
| 4 | 1 | 3 | 11 | 0 | 4 | 4 | 11 | 5 |
| 5 | 8 | 6 | 19 | 6 | 13 | 3 | 7 | 9 |
| 6 | 20 | 21 | 18 | 19 | 7 | 6 | 5 | 14 |
| 7 | 24 | 41 | 33 | 33 | 36 | 19 | 17 | 29 |
| 8 | 58 | 27 | 33 | 69 | 47 | 42 | 31 | 44 |
| 9 | 60 | 77 | 89 | 77 | 123 | 88 | 72 | 83 |
| 10 | 139 | 114 | 118 | 149 | 181 | 189 | 204 | 156 |
| 11 | 226 | 251 | 226 | 212 | 226 | 294 | 369 | 257 |
| 12 | 325 | 257 | 264 | 246 | 356 | 397 | 504 | 335 |
| 13 | 259 | 236 | 250 | 282 | 353 | 432 | 549 | 337 |
| 14 | 216 | 204 | 264 | 282 | 301 | 408 | 500 | 310 |
| 15 | 237 | 250 | 283 | 211 | 314 | 335 | 417 | 292 |
| 16 | 228 | 204 | 294 | 231 | 308 | 287 | 383 | 276 |
| 17 | 233 | 193 | 230 | 253 | 198 | 222 | 319 | 235 |
| 18 | 159 | 178 | 176 | 211 | 231 | 169 | 226 | 192 |
| 19 | 104 | 115 | 107 | 160 | 150 | 109 | 145 | 127 |
| 20 | 82 | 88 | 81 | 87 | 107 | 87 | 91 | 89 |
| 21 | 49 | 60 | 53 | 80 | 79 | 71 | 57 | 64 |
| 22 | 45 | 42 | 33 | 37 | 64 | 28 | 45 | 42 |
| 23 | 26 | 38 | 39 | 21 | 24 | 20 | 35 | 29 |
| **Totalt** | **106** | **101** | **110** | **112** | **131** | **136** | **168** | **123** |

**Tabell 10. Minsta effektuttag per minut för portföljen, kW, 1 juni–31 augusti 2026.**

| Timme | Måndag | Tisdag | Onsdag | Torsdag | Fredag | Lördag | Söndag | Totalt |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 2 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 3 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 7 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 10 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 11 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 12 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 13 | 0 | 0 | 0 | 0 | 25 | 34 | 0 | 0 |
| 14 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 15 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 17 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 18 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 20 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 21 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 23 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

*Den garanterade effekten är noll i 166 av veckans 168 timmar. Det är denna tabell, inte medeleffekten, som avgör om laddningen ensam kan budas in: ett bud måste hålla även den timme då minst bilar laddar.*

För de analyserade anläggningarna kommer vi aldrig över en garanterad leverans om 100 kW över hela timmen (Tabell 10). Faktum är att det enbart är 2 timmar av veckans 168 timmar som vi kan garantera att någon laddning sker överhuvudtaget. 100 kW är den minsta budvolymen för FCR-D vilket visar på att det krävs en väldigt stor mängd av laddsiter för att kunna skapa något värde för publika snabbladdningssiter att delta på stödtjänstmarknaden.

Analysen ovan avser flexibilitet från själva elbilsladdningen. Resultatet visar att även om den genomsnittliga laddeffekten kan vara hög är laddningen för oregelbunden för att en tillräckligt stor effekt ska kunna garanteras under en hel timme. I nästa steg analyseras därför en annan flexibilitetsresurs: de stationära batterier som finns installerade vid 18 av de 29 laddanläggningarna. Till skillnad från laddningen är batteriets tillgänglighet inte beroende av att ett fordon råkar ladda vid en viss tidpunkt. Frågan blir i stället hur stor del av batteriets effekt som kan användas för stödtjänster samtidigt som batteriet behöver finnas tillgängligt för anläggningens lokala effekttoppskapning.

**Tabell 11. Laddtopp, batterieffekt och effekttoppsnivå per site, 1 juni–31 augusti 2026.**

| Site | Batteri kW | Batteri kWh | Förkvalificerad budnivå | Laddtopp kW | Batteristöds-nivå |
|---|---|---|---|---|---|
| Site 1 | 500.0 | 932.0 | 287.0 | 626.3 | 126.3 |
| Site 2 | 250.0 | 466.0 | 207.5 | 554.0 | 304.0 |
| Site 3 | 250.0 | 466.0 | 207.5 | 451.0 | 201.0 |
| Site 4 | 250.0 | 466.0 | 182.6 | 427.0 | 177.0 |
| Site 5 | 233.0 | 466.0 | 143.0 | 354.3 | 121.3 |
| Site 6 | 250.0 | 466.0 | 250.0 | 284.3 | 34.3 |
| Site 7 | 210.0 | 464.0 | 43.0 | 231.6 | 30.0 |
| Site 8 | 125.0 | 233.0 | 103.8 | 221.4 | 96.4 |
| Site 9 | 500.0 | 500.0 | 415.0 | 220.8 | 30.0 |
| Site 10 | 375.0 | 699.0 | 311.3 | 219.6 | 30.0 |
| Site 11 | 200.0 | 200.0 | 100.0 | 104.9 | 30.0 |
| Site 12 | 210.0 | 430.0 | 36.1 | 93.6 | 30.0 |
| Site 13 | 200.0 | 320.0 | 166.0 | 81.3 | 30.0 |
| Site 14 | 210.0 | 430.0 | 36.1 | 47.0 | 30.0 |
| Site 15 | 210.0 | 430.0 | 36.1 | 46.7 | 30.0 |
| Site 16 | 105.0 | 215.0 | 87.2 | 0.1 | 30.0 |
| Site 17 | 125.0 | 233.0 | 103.8 | 0.0 | 30.0 |
| Site 18 | 125.0 | 233.0 | 103.8 | 0.0 | 30.0 |
| **Summerat** | **4328.0** | **7649.0** | **2819.5** | **3963.6** | **1390.3** |

*Vi har här valt ut en grupp om 18 system från de 29 systemen ovan för att filtrera bort system utan stationära batterier. Batteristödsnivå är den effekt nätuttaget tillåts nå på varje site under perioden innan batteriet aktiveras för att hålla ner effekttoppen. Förkvalificerad budnivå är den effekt som max kan användas för att budas in på FCR-D givet att batteriet inte används till effekttoppskapning eller elprisarbitrage.*

Den aggregerade batterieffekten och batterikapaciteten för alla siter uppgår till 4,3 MW / 7,6 MWh men eftersom de flesta anläggningar har begränsade nätanslutningar med större batteri än nätkapacitet är det högsta möjliga budet för den aggregerade portföljen 2,82 MW för FCR-D upp och FCR-D ned. FCR anses här vara den mest lämpliga produkten eftersom aktiveringarna typiskt är väldigt korta vilket innebär att batterierna kan bibehålla en hög SoC och därmed vara tillgängliga för effekttoppskapning vilket generellt har ett betydligt högre värde för den enskilda anläggningen. Samtidigt krävs att batteriets energimängd klarar en aktivering i upp till 20 minuter.

Med ovan batterinivå som underlag simulerades hur mycket effekt som laddades ur varje minut för att hålla importen från nätanslutningen till batteristödsnivå för dessa 18 siter. Om effekt laddades ur räknades tillgänglig budeffekt ut som budeffekt kW-urladdning kW. För varje minut under hela perioden summerades sedan den tillgängliga budeffekten för respektive site. Den summerade tillgängliga budnivån kan ses i Tabell 12. Batteriet håller undan 1,10 × den effektkapningen kräver, och det som blir över kan budas, dvs. batteriet reserverar 10 % mer effekt till toppkapningen än den strikt behöver.

**Tabell 12. Möjligt FCR-D-bud upp från batterierna, kW per timme och veckodag, 1 juni–31 augusti 2026.**

| Timme | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 00 | 2719 | 2736 | 2726 | 2736 | 2694 | 2717 | 2656 |
| 01 | 2736 | 2672 | 2736 | 2736 | 2736 | 2736 | 2700 |
| 02 | 2736 | 2736 | 2736 | 2736 | 2736 | 2736 | 2736 |
| 03 | 2736 | 2493 | 2736 | 2736 | 2736 | 2736 | 2736 |
| 04 | 2736 | 2699 | 2736 | 2736 | 2736 | 2736 | 2736 |
| 05 | 2728 | 2719 | 2668 | 2736 | 2626 | 2736 | 2736 |
| 06 | 2736 | 2585 | 2657 | 2668 | 2693 | 2736 | 2735 |
| 07 | 2714 | 2581 | 2730 | 2665 | 2700 | 2690 | 2735 |
| 08 | 2652 | 2708 | 2632 | 2602 | 2690 | 2547 | 2616 |
| 09 | 2666 | 2624 | 2486 | 2620 | 2622 | 2656 | 2621 |
| 10 | 2623 | 2565 | 2449 | 2640 | 2511 | 2576 | 2621 |
| 11 | 2639 | 2541 | 2592 | 2592 | 2622 | 2580 | 2557 |
| 12 | 2610 | 2610 | 2592 | 2624 | 2583 | 2330 | 2502 |
| 13 | 2647 | 2534 | 2519 | 2517 | 2495 | 2386 | 2415 |
| 14 | 2564 | 2617 | 2369 | 2531 | 2511 | 2392 | 2543 |
| 15 | 2547 | 2585 | 2479 | 2619 | 2512 | 2492 | 2555 |
| 16 | 2652 | 2512 | 2566 | 2554 | 2569 | 2567 | 2449 |
| 17 | 2589 | 2592 | 2420 | 2556 | 2673 | 2593 | 2562 |
| 18 | 2606 | 2661 | 2396 | 2550 | 2653 | 2669 | 2594 |
| 19 | 2633 | 2662 | 2624 | 2632 | 2576 | 2648 | 2548 |
| 20 | 2589 | 2583 | 2540 | 2590 | 2621 | 2719 | 2598 |
| 21 | 2589 | 2668 | 2657 | 2621 | 2681 | 2554 | 2699 |
| 22 | 2618 | 2651 | 2667 | 2694 | 2631 | 2715 | 2736 |
| 23 | 2620 | 2649 | 2659 | 2694 | 2686 | 2736 | 2736 |

*Budet är per minut MIN(förkvalificerad effekt; batterieffekt – 1,10 × batteriets toppkapningseffekt), och redovisas varje timme med sin lägsta minut eftersom ett bud måste hålla hela timmen.*

Medelbudet för hela perioden motsvarar 2618 kW per timme vilket hade resulterat i en gemensam intäkt om ca 525 000 kr före avdrag till balansansvarig och aggregator för perioden 2026-06-01-2026-08-31.

Portföljanalysen ovan visar hur stor flexibilitet de stationära batterierna teoretiskt kan erbjuda när flera anläggningar betraktas tillsammans. För den enskilda anläggningsägaren är frågan bredare. Samma batteri kan användas för att hålla nere effekttoppar, flytta energianvändning mellan timmar med olika elpris, öka egenanvändningen av solel och leverera stödtjänster. Dessa användningsområden konkurrerar delvis om samma batterikapacitet.

I följande analys flyttas därför perspektivet från portföljens möjliga budvolym till driften och ekonomin på den enskilda anläggningen. Fyra snabbladdningsanläggningar analyseras med olika förutsättningar vad gäller nätanslutning, elpris, effektavgift, solproduktion och laddmönster.

Genom att jämföra fyra styrlägen undersöks hur dessa förutsättningar påverkar vilket värde batteriet kan skapa.

### 12.2.3 DC-laddning med stationärt batteri

CheckWatt styr de analyserade anläggningarna utifrån olika styrlägen som kan kombineras och anpassas efter förutsättningarna på respektive site. För att undersöka hur batteriet kan skapa värde på den enskilda laddanläggningen jämförs fyra styrlägen. Styrläge 1 är ett referensfall utan batteri. I styrläge 2–4 används batteriet för successivt fler ändamål: först effekttoppskapning, därefter även stödtjänster och slutligen en samlad optimering som också tar hänsyn till spotpriset.

Jämförelsen kan förenklat beskrivas som:

- **Styrläge 1:** inget batteri – referensfall.
- **Styrläge 2:** batteriet används för att kapa effekttoppar.
- **Styrläge 3:** batteriet kapar effekttoppar och används för stödtjänster när det finns utrymme.
- **Styrläge 4:** batteriets användning optimeras över tid utifrån effekttoppar, spotpris och stödtjänster.

Hur stort värde de olika styrlägena skapar beror på förutsättningarna på den enskilda anläggningen. Viktiga faktorer är elavtal och prismodell, elområde och balansansvarig, förekomst av solproduktion, effektavgiftens utformning samt anläggningens ladd- och övriga förbrukningsmönster.

#### Metod

Simuleringarna utgår från minutdata för laddning, köpt och såld el, solproduktion samt batteriets laddning och urladdning för fyra snabbladdningsanläggningar under perioden 1 juni–31 augusti 2026. Därutöver används faktiska spotpriser för respektive elområde samt nationella priser för FCR-D upp och ned, upphandling 1.

Följande ekonomiska antaganden används:

- Försäljning av laddad energi: 4,95 kr/kWh
- Egenproducerad el: spotpris + nätnytta (7 öre/kWh)
- Köpt el: spotpris + energiskatt (36 öre/kWh) + påslag (4 öre/kWh) + överföringsavgift

#### De fyra styrlägena

**Styrläge 1 – Utan batteri**

Styrläge 1 används som referens för att beräkna vilket värde batteriet skapar i de övriga styrlägena. Anläggningens uppmätta last- och laddprofil räknas därför om som om batteriet inte hade funnits, men med samma laddade energimängd.

För att jämförelsen ska vara möjlig antas nätanslutningen kunna leverera hela den uppmätta laddeffekten, även på anläggningar där den verkliga nätanslutningen är mindre. Referensfallet motsvarar därför inte den befintliga anläggningen med batteriet borttaget, utan en anläggning med tillräckligt stor nätanslutning och i övrigt oförändrad drift.

**Styrläge 2 – Effekttoppskapning**

I styrläge 2 används batteriet enbart för att hålla nere anläggningens effektuttag från elnätet. För varje anläggning beräknas en batteristödsnivå som anger hur hög importeffekten tillåts bli innan batteriet börjar stötta anläggningen.

När effektuttaget ligger under denna nivå kan batteriet laddas med ledig kapacitet i nätanslutningen. När effektbehovet överstiger nivån urladdas batteriet och täcker den överskjutande effekten. Om både nätanslutningen och batteriet når sin gräns begränsas i stället laddeffekten.

Batteriets laddnivå (SoC) hålls mellan 5 och 90 %. Batteristödsnivån sätts till den lägsta nivå för nätuttaget som batteriet bedöms kunna upprätthålla utifrån anläggningens lastprofil, batteriets energiinnehåll och möjligheten att återladda batteriet mellan effekttopparna. En marginal på 10 kW läggs därefter till.

**Styrläge 3 – Effekttoppskapning och stödtjänster**

I styrläge 3 är effekttoppskapningen fortfarande batteriets primära uppgift. Därutöver används batteriet för FCR-D under de perioder då det kan göras utan att äventyra effekttoppskapningen.

För varje anläggning beräknas därför ett sammanhängande tidsfönster då batteriet kan reserveras för stödtjänster. Fönstret läggs under timmar då effektuttaget antingen inte når batteristödsnivån eller då anläggningens effektavgift inte debiteras. Styrläget kan därmed beskrivas som att effekttoppskapningen prioriteras först och att återstående utrymme används för stödtjänster.

**Styrläge 4 – Effekttoppskapning, spotprisoptimering och stödtjänster**

I styrläge 4 används batteriet för flera värden samtidigt. Till skillnad från styrläge 2 och 3, som följer förutbestämda regler, optimeras batteriets laddning och urladdning över hela den analyserade perioden. Optimeringen tar hänsyn till kostnaden för köpt el, värdet av såld el, effekttoppar och stödtjänster samt värdet av att spara energi i batteriet till senare.

Det innebär att styrningen exempelvis kan välja att ladda batteriet när elpriset är lågt, spara energi inför en förväntad laddtopp eller använda tillgänglig kapacitet när den har ett högre värde på annat sätt. Batteriet används alltså inte utifrån ett fast användningsmönster, utan utifrån vilket användningsområde som ger störst samlat ekonomiskt värde över perioden.

Beräkningen görs med deterministisk dynamisk programmering, där framtida priser och laster betraktas som kända i simuleringen och batteriets laddnivå delas in i diskreta nivåer. Under timmar med effektavgift innebär en hög import över batteristödsnivån ett kraftigt kostnadsstraff i optimeringen. Till skillnad från styrläge 2 är nivån dock inte en absolut gräns och kan överskridas om batteriets energiinnehåll inte räcker.

Stödtjänstintäkterna i tabellerna nedan beräknas med utgångspunkt i att batteriet i första hand reserveras för det förväntade laddbehovet på den enskilda anläggningen. Den kapacitet som därefter kan avvaras används för stödtjänster.

De fyra anläggningarna har valts för att spänna över de förutsättningar som styr batteriets värde: elprisområde (SE3 och SE4), prismodell (spotpris respektive fastpris), med och utan egen solproduktion, nätanslutningens storlek i förhållande till laddeffekten samt effektavgiftens utformning (dagtid vardagar respektive dygnets alla timmar). Samtliga fyra har ett stationärt batteri och fullständiga minutdata för hela perioden. Anläggningarna redovisas anonymiserat, utan uppgift om ägare eller geografisk placering.

### Publik DC-laddning med solceller i SE3, spotpris och effektavgift dagtid vardagar

I det första exemplet analyseras en anläggning med solceller, laddare och batteri. På anläggningen finns ingen övrig last som belastar nätanslutning. Ingen laddning sker på platsen mellan klockan 23 och 07, vilket sammanfaller väldigt väl med effektavgiften som belastar siten klockan 06–22 vardagar. Eftersom nätanslutningen är relativt god i relation till laddbehovet behöver inte batteriet nyttjas nämnvärt till att stötta laddningen under helger eller nätter utan fokus kan i stället bli på spotprisoptimering och stödtjänster.

Laddsiten är väldigt välbesökt vilket ses på den totala laddade energin. För anläggningen blir ersättningen från laddningen den enskilt viktigaste intäktskällan. I tabellerna nedan syns det som att batteriet sänker den debiterade effekttoppen från 153 till 68 kW, att stödtjänsterna tillför 17 443 kr och att styrläge 4 därutöver mer än halverar den köpta energin, från 20 700 till 9 500 kWh. Batterivärdet blir 45 962 kr för sommaren.

**Tabell 13. Publik DC-laddning med solceller i SE3: anläggningsdata.**

| | |
|---|---|
| **Resurstyp** | Laddning med solceller & batteri |
| **Nätanslutning** | 696 kW |
| **Batteri** | 250 kW / 466 kWh |
| **Förkvalificerad FCR-D** | 207.5 kW |
| **Fabrikat laddare** | Kempower |
| **Laddare / uttag** | 1/4 |
| **Maxeffekt laddare** | 500 kW |
| **kWP sol** | 220 |
| **Egenanvänd solel** | 43 883 kWh |
| **Laddad energi under perioden (AC)** | 64 563 kWh |
| **Effektavgift** | 69.2 kr/kW 06–22 veckodagar |
| **Elprisområde** | SE3 |
| **Prismodell** | Spotpris |

**Tabell 14. Publik DC-laddning med solceller i SE3: resultat per styrläge, sommaren 2026.**

| Styrläge | Utan batteri | Effekttoppskapning | Effekttoppskapning & stödtjänster | Effekttoppskapning med spotpris-optimering & stödtjänster |
|---|---|---|---|---|
| Köpt el från nätet (kWh) | 20 680 | 20 807 | 20 618 | 9 472 |
| Snittpris köpt el (kr/kWh) | 1.48 | 1.52 | 1.51 | 1.09 |
| Egenanvänd solproduktion (kWh) | 43 883 | 43 883 | 43 883 | 68 232 |
| Snittpris egenanvänd solel (kr/kWh) | 0.57 | 0.57 | 0.57 | 0.53 |
| Såld el till nätet (kWh) | 64 615 | 64 333 | 64 187 | 50 419 |
| Snittpris såld el till nätet (kr/kWh) | 0.63 | 0.63 | 0.63 | 0.86 |
| Effekttopp (snitt per debiterad månad, kW) | 153 | 68 | 68 | 68 |
| Energi till laddning AC (kWh) | 64 563 | 64 563 | 64 563 | 64 563 |
| Förlust AC/DC konvertering | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 |
| **Ekonomi** | | | | |
| Intäkt från laddning | 303 607 | 303 607 | 303 607 | 303 607 |
| Intäkt såld el till nätet | 40 656 | 40 472 | 40 322 | 43 194 |
| Kostnad köpt el från nätet | -30 633 | -31 709 | -31 062 | -10 370 |
| Kostnad egenanvänd solel | -25 018 | -25 018 | -25 018 | -36 470 |
| Effekttoppskostnad perioden | -31 731 | -14 132 | -14 132 | -14 064 |
| Intäkt stödtjänster | 0 | 0 | 169 46 | 16 946 |
| **Total intäkt för anläggningen** | **256 882** | **273 220** | **290 663** | **302 844** |
| **Värde från batteri** | **0 kr** | **16,339 kr** | **33,782 kr** | **45,962 kr** |

### Publik DC-laddning med solceller i SE4

I det andra exemplet analyseras en anläggning där effektavgiften belastar siten dygnets alla timmar. Det sker också laddning i princip hela dygnet på anläggningen förutom ett litet fönster mellan klockan 02 och 04 varje natt då förbrukningen är tillräckligt låg för att kunna delta på stödtjänstmarknaden. Den laddade energin på anläggningen är väldigt liten men det förekommer timmar varje vecka då det laddas med höga effekter vilket innebär att effekttoppskapningen blir väldigt viktig för totalekonomin för anläggningen.

Genom att kombinera effekttoppskapningen med att prioritera laddning från solproduktion och på timmar med lågt spotpris gör batteriet att vi får en god lönsamhet i att kombinera snabbladdning och batteri på platsen. Att optimera för stödtjänster på anläggningen är dock ingen god idé eftersom totalekonomin faktiskt är sämre för effekttoppskapning och stödtjänster i relation till att enbart fokusera på effekttoppskapningen. I tabellerna nedan syns det som att effekttoppen sjunker från 106 till 17 kW och att stödtjänsterna sänker totalekonomin: styrläge 3 ger 31 730 kr i

batterivärde mot 33 978 kr för enbart effekttoppskapning. Med spotprisoptimering blir batterivärdet 53 703 kr – högst av de fyra anläggningarna.

**Tabell 15. Publik DC-Laddning med solceller i SE4: anläggningsdata.**

| | |
|---|---|
| **Resurstyp** | Laddning med solceller & Batteri |
| **Nätanslutning** | 276 kW |
| **Batteri** | 250 kW / 466 kWh |
| **Förkvalificerad FCR-D** | 185.4 kW |
| **Fabrikat laddare** | Delta |
| **Laddare / uttag** | 3/6 |
| **Maxeffekt laddare** | 900 kW |
| **kWP sol** | 200 |
| **Egenanvänd solel** | 31 903 kWh |
| **Laddad energi under perioden (AC)** | 14 102 kWh |
| **Effektavgift** | 120 kr/kW högsta timmedel |
| **Elprisområde** | SE4 |
| **Prismodell** | Spotpris |

**Tabell 16. Publik DC-Laddning med solceller i SE4: resultat per styrläge, sommaren 2026.**

| Styrläge | Utan batteri | Effekttoppskapning | Effekttoppskapning & stödtjänster | Effekttoppskapning med spotpris-optimering & stödtjänster |
|---|---|---|---|---|
| Köpt el från nätet (kWh) | 16 371 | 14 923 | 14 946 | 5 333 |
| Snittpris köpt el (kr/kWh) | 2.05 | 2.06 | 2.06 | 1.66 |
| Egenanvänd solproduktion (kWh) | 31 903 | 31 903 | 31 903 | 55 828 |
| Snittpris egenanvänd solel (kr/kWh) | 0.85 | 0.85 | 0.85 | 0.69 |
| Såld el till nätet (kWh) | 69 377 | 67 469 | 67 408 | 55 603 |
| Snittpris såld el till nätet (kr/kWh) | 0.65 | 0.65 | 0.65 | 0.92 |
| Effekttopp (snitt per debiterad månad, kW) | 106 | 17 | 28 | 18 |
| Energi till laddning AC (kWh) | 14 102 | 14 102 | 14 102 | 14 102 |
| Förlust AC/DC konvertering | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 |
| **Ekonomi** | | | | |
| Intäkt från laddning | 66,312 kr | 66,312 kr | 66,312 kr | 66,312 kr |
| Intäkt såld el till nätet | 45,276 kr | 43,963 kr | 43,869 kr | 51,405 kr |
| Kostnad köpt el från nätet | -33,639 kr | -30,780 kr | -30,862 kr | -8,839 kr |
| Kostnad egenanvänd solel | -27,057 kr | -27,057 kr | -27,057 kr | -38,398 kr |
| Effekttoppskostnad perioden | -38,502 kr | -6,069 kr | -10,313 kr | -6,555 kr |
| Intäkt stödtjänster | 0 kr | 0 kr | 2,170 kr | 2,170 kr |
| **Total intäkt för anläggningen** | **12,391 kr** | **46,369 kr** | **44,120 kr** | **66,094 kr** |
| **Värde från batteri** | **0 kr** | **33,978 kr** | **31,730 kr** | **53,703 kr** |

### Publik DC-laddning med fastpris

I det tredje exemplet analyseras en snabbladdningsstation med begränsad nätanslutning där batteriet möjliggör laddning med betydligt högre effekt än nätanslutningens 173 kW. Den laddade energin på anläggningen är relativt god i relation till den begränsade säkringen. Utöver elbilsladdning finns även en baslast på anläggningen som varierar mellan 10 och 40 kW, vilket styrsystemet tar hänsyn till när effekten fördelas ut mellan de olika laddpunkterna.

Det kontinuerliga effektuttaget på anläggningen i kombination med att det även finns en effektavgift alla dygnets timmar gör att det blir relativt lite effekt kvar till stödtjänster. Eftersom anläggningen har ett fastpris för köpt el men ett rörligt pris för såld el finns viss möjlighet till spotprisoptimering men precis som stödtjänsterna begränsas spotprisoptimeringen av att det inte går att förflytta speciellt mycket energi varje timme då utrymmet mellan baslasten och effekttoppsnivån är begränsat. Därutöver är laddmönstret nattetid väldigt slumpartat vilket begränsar stödtjänstdeltagandet. I tabellerna nedan syns det som att nästan hela batterivärdet

kommer från effekttoppskapningen, 23 113 kr av 26 436 kr i det mest utvecklade styrläget, medan stödtjänster och spotprisoptimering tillsammans bara tillför cirka 3 300 kr.

**Tabell 17. Publik DC-laddning med fastpris: anläggningsdata.**

| | |
|---|---|
| **Resurstyp** | Laddning med batteri |
| **Nätanslutning** | 173 kW |
| **Batteri** | 233 kW / 466 kWh |
| **Förkvalificerad FCR-D** | 143 kW |
| **Fabrikat laddare** | Kempower |
| **Laddare / uttag** | 1/4 |
| **Maxeffekt laddare** | 500 kW |
| **kWP sol** | — |
| **Egenanvänd solel** | 0 kWh |
| **Laddad energi under perioden (AC)** | 31 791 kWh |
| **Effektavgift** | 67,5 kr/kW högsta timmedel |
| **Elprisområde** | SE3 |
| **Prismodell** | Fastpris |

**Tabell 18. Publik DC-laddning med fastpris: resultat per styrläge, sommaren 2026.**

| Styrläge | Utan batteri | Effekttoppskapning | Effekttoppskapning & stödtjänster | Effekttoppskapning med spotpris-optimering & stödtjänster |
|---|---|---|---|---|
| Köpt el från nätet (kWh) | 69 186 | 70 393 | 70 452 | 78 930 |
| Snittpris köpt el (kr/kWh) | 1.07 | 1.07 | 1.07 | 1.07 |
| Egenanvänd solproduktion (kWh) | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Snittpris egenanvänd solel (kr/kWh) | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Såld el till nätet (kWh) | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 7 274.36 |
| Snittpris såld el till nätet (kr/kWh) | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 1.66 |
| Effekttopp (snitt per debiterad månad, kW) | 176 | 56 | 58 | 63 |
| Energi till laddning AC (kWh) | 31 791 | 31 791 | 31 791 | 31 791 |
| Förlust AC/DC konvertering | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 |
| **Ekonomi** | | | | |
| Intäkt från laddning | 149,498 kr | 149,498 kr | 149,498 kr | 149,498 kr |
| Intäkt såld el till nätet | 0 kr | 0 kr | 0 kr | 12,081 kr |
| Kostnad köpt el från nätet | -74,278 kr | -75,574 kr | -75,638 kr | -84,740 kr |
| Kostnad egenanvänd solel | 0 kr | 0 kr | 0 kr | 0 kr |
| Effekttoppskostnad perioden | -35,724 kr | -11,315 kr | -11,683 kr | -12,850 kr |
| Intäkt stödtjänster | 0 kr | 0 kr | 1,943 kr | 1,943 kr |
| **Total intäkt för anläggningen** | **39,496 kr** | **62,609 kr** | **64,120 kr** | **65,932 kr** |
| **Värde från batteri** | **0 kr** | **23,113 kr** | **24,624 kr** | **26,436 kr** |

### Semipublik DC-laddning med spotpris

I det fjärde exemplet analyseras en semipublik snabbladdningsstation med batteri men utan solproduktion. Mätaren mäter bara laddningen och batteriet, så det finns ingen annan last i underlaget. Nätanslutningen på 320 A är för liten för snabbladdarna, och det är batteriet som gör att siten kan ladda med upp till 427 kW. Varje laddtopp som batteriet inte tar hand om hamnar direkt på nätanslutningen, så effekttoppskapningen är den viktigaste uppgiften för batteriet. Stödtjänsterna ger ändå ett tydligt tillskott, vilket visar att det finns timmar på natten utan laddning. Siten har spotpris, så batteriet kan också ladda när elen är billig, men utan solceller blir den vinsten begränsad. I tabellerna nedan syns det som att effekttoppskapningen sänker effekttoppen från 168 till 33 kW och att stödtjänsterna därefter tillför 6 377 kr, eftersom nätterna är fria från laddning. Batterivärdet blir 24 669 kr i det mest utvecklade styrläget.

**Tabell 19. Semipublik DC-laddning med spotpris: anläggningsdata.**

| | |
|---|---|
| **Resurstyp** | Laddning med batteri |
| **Nätanslutning** | 221 kW |
| **Batteri** | 250 kW / 466 kWh |
| **Förkvalificerad FCR-D** | 182.6 kW |
| **Fabrikat Laddare** | Delta |
| **Laddare / Uttag** | 2/4 |
| **Maxeffekt laddare** | 1000 kW |
| **kWP Sol** | — |
| **Egenanvänd solel** | 0 kWh |
| **Laddad energi under perioden (AC)** | 23 449 kWh |
| **Effektavgift** | 45 kr/kW högsta timmedel |
| **Elprisområde** | SE3 |
| **Prismodell** | Spotpris |

**Tabell 20. Semipublik DC-laddning med spotpris, sommaren 2026.**

| Styrläge | Utan batteri | Effekttoppskapning | Effekttoppskapning & stödtjänster | Effekttoppskapning med spotpris-optimering & stödtjänster |
|---|---|---|---|---|
| Köpt el från nätet (kWh) | 24 490 | 25 751 | 25 814 | 31 206 |
| Snittpris Köpt el (kr/kWh) | 0.88 | 1.00 | 1.00 | 0.91 |
| Egenanvänd solproduktion (kWh) | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Snittpris egenanvänd solel (kr/kWh) | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Såld el till nätet (kWh) | 0 | 0 | 0 | 5 005 |
| Snittpris såld el till nätet (kr/kWh) | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 1.73 |
| Effekttopp (snitt per debiterad månad, kW) | 168 | 33 | 40 | 54 |
| Energi till laddning AC (kWh) | 23 449 | 23 449 | 23 449 | 23 449 |
| Förlust AC/DC konvertering | 0.05 | 0.05 | 0.05 | 0.05 |
| **Ekonomi** | | | | |
| Intäkt från laddning | 110,270 kr | 110,270 kr | 110,270 kr | 110,270 kr |
| Intäkt såld el till nätet | 0 kr | 0 kr | 0 kr | 8,636 kr |
| Kostnad köpt el från nätet | -21,536 kr | -25,805 kr | -25,923 kr | -28,385 kr |
| Kostnad egenanvänd solel | 0 kr | 0 kr | 0 kr | 0 kr |
| Effekttoppskostnad perioden | -22,681 kr | -4,391 kr | -5,376 kr | -7,280 kr |
| Intäkt stödtjänster | 0 kr | 0 kr | 7,480 kr | 7,480 kr |
| **Total intäkt för anläggningen** | **66,052 kr** | **80,074 kr** | **86,451 kr** | **90,721 kr** |
| **Värde från batteri** | **0 kr** | **14,021 kr** | **20,398 kr** | **24,669 kr** |

Sammantaget visar de fyra exemplen att batteriets värde domineras av effekttoppskapning och spotprisoptimering, medan stödtjänsterna är ett tillägg vars storlek bestäms av hur stor del av dygnet som är fri från laddning och av om effektavgiften debiteras dygnet runt. I det mest utvecklade styrläget varierar batterivärdet mellan 24 669 kr och 53 703 kr för sommaren.

Skillnaderna mellan anläggningarna följer i huvudsak tre förutsättningar. Prismodellen avgör hur mycket spotprisoptimeringen kan bidra: på anläggningen med fastpris ger steget från styrläge 3 till styrläge 4 bara ca 1 800 kr, mot 12 000–22 000 kr på anläggningarna med spotpris och solproduktion. Effektavgiftens tidsindelning avgör hur mycket utrymme som blir kvar till stödtjänster: där effektavgiften debiteras dygnets alla timmar konkurrerar stödtjänsterna direkt med toppkapningen, och styrläge 3 kan då ge ett lägre värde än styrläge 2. Egen solproduktion förstärker värdet, eftersom batteriet kan flytta solelen till timmar med laddbehov i stället för att sälja den till nätet.

Beräkningarna ovan visar hur batteriet kan användas och vilket ekonomiskt värde olika styrstrategier kan skapa. För att förstå varför batterierna installerats och vilka mål som prioriteras i den faktiska driften kompletteras analysen med intervjuer med ägare och installatörer. Intervjuerna ger därmed ett praktiskt perspektiv på de avvägningar mellan nätanslutning, effekttoppar, laddeffekt och lönsamhet som analyserats ovan.

### 12.2.4 Intervjuer med ägare och installatörer

För att bättre förstå drivkrafterna bakom installationerna har vi intervjuat ägare och installatörer av anläggningarna om varför de valde att investera i batterilager och snabbladdare, och vad smart laddning innebär för dem.

Enligt tre av ägarna var anläggningens begränsade nätanslutning det främsta skälet till investeringen i ett batteri. Med de begränsade anslutningarna var det inte möjligt att installera snabbladdare utan att uppgradera anslutningen, och det bedömdes som alltför kostsamt. Batteriet blev därmed en förutsättning för projektet. Utan det hade investeringen i snabbladdning inte varit ekonomiskt försvarbar. Laddstationerna är publika eller semipublika och utgör en ren intäktskälla för ägarna, vilket gör att lönsamheten i driften är central för hur anläggningen ska styras. Detta bekräftas också i dialogen med installatören som säger att de allra flesta förfrågningar kommer från intressenter som vill installera en laddstation men där den befintliga transformatorn inte räcker till. Kostnaden för en ny transformatorstation överstiger kostnaden för ett batteri och batteriet ger dessutom andra möjligheter av smart styrning som kunderna tycker är intressanta.

Ägarnas syn på smart laddning utgår från samma ekonomiska perspektiv. Att hålla nere kostnaderna, främst effektavgiften, prioriteras framför att alltid kunna leverera maximal laddeffekt. Bedömningen är att enstaka tillfällen med reducerad laddeffekt inte riskerar att skada stationens rykte nämnvärt eller minska besöksfrekvensen, så länge de utgör en liten andel av den totala laddningen. Samma synsätt gäller om batteriet skulle laddas ur helt eller vid störningar i utrustningens kommunikation. I sådana lägen är ägarna samstämmiga om att det är bättre att strypa laddarnas effekt i stället för att riskera en ny effekttopp och därmed en högre effektavgift för hela månaden.

Ägarna vill också att batteriet ska användas för energiarbitrage kopplat till laddningen. Batteriet laddas när elpriset är lågt, och energin används sedan till att ladda bilarna när priset är högt eller säljs tillbaka till elnätet. På så sätt köps energin till laddningen in billigt, samtidigt som batteriet gör det möjligt att leverera mer effekt till bilarna än vad nätanslutningen ensam klarar. Smart styrning innebär därför för ägarna att det finns tillräckligt med energi i batteriet inför de timmar då behovet av laddning är som störst, och att laddningen inte skapar nya effekttoppar. Laddupplevelsen är viktig, men får inte gå ut över lönsamheten.

### 12.2.5 Diskussion

#### Tillgänglig effekt är inte samma sak som budbar effekt

De två analyserna i det här kapitlet ger olika svar, och skillnaden är i sig ett resultat. Portföljanalysen i avsnitt 14.2.2 mäter hur mycket växelriktareffekt som faktiskt är ledig minut för minut när batteriet samtidigt sköter effekttoppskapningen, och kommer fram till att i snitt 93 % av den förkvalificerade effekten är tillgänglig över hela veckan. Siteanalyserna i avsnitt 14.2.3 reserverar i stället batteriet till effekttoppskapning de timmar då laddning är förväntat. På dessa siter varierar tillgängligheten för stödtjänster mellan 8 % och 55 %, vilket beror på laddmönster och på hur effektavgiften är utformad.

Portföljsiffran visar att det finns en reell potential att öka deltagandet på stödtjänstmarknaden. Räknat per anläggning är stödtjänsterna från portföljen absolut intressant, cirka 10–20 000 kr för ett batteri om 125 kW/250 kWh under perioden. Det är dock viktigt att komma ihåg att spotprisarbitrage minskar det möjliga deltagandet på stödtjänstmarknaden eftersom en viss del av batteriet används för att ladda in eller ur energi till nätet. Den är därför inte klarlagt om en portföljstrategi i kombination med effekttoppskapning är bättre än optimering av den enskilda anläggningen. Troligtvis finns det en gyllene medelväg med portföljstrategi delar av dagen och sitespecifik optimering andra tider.

Leverans av stödtjänster från DC laddare utan stationärt batteri ger en mycket begränsad intäktspotential när laddningen är slumpartad vilket tydligt kan ses i tabell 10 som visar den minsta garanterade laddeffekten varje timma för 29 publika laddsiter. För depåladdning av kommersiell trafik blir värdet något helt annat, eftersom det sker kontinuerlig laddning som också är relaterat till schemalagda körningar och laddmönster. Potentiellt finns en hög leveranssäkerhet vilket är en förutsättning för deltagande på stödtjänstmarknaderna som i regel stänger en till två dagar före leveransen. Ingen depåladdningsstation har tyvärr kunnat analyseras i demonstratorn.

#### Ekonomisk nytta av de olika styrlägena

I jämförelsen av de olika styrlägena får vi en tydlig indikation på att effekttoppskapning med spotprisoptimering i kombination med stödtjänster är det mest attraktiva styrläget för alla fyra anläggningarna. Fördelarna blir betydligt större för anläggningarna som har spotpris och ännu bättre när spotpris kombineras med en solanläggning. Då mätdata enbart täcker sommarmånaderna är det här en begränsning i analysen eftersom månader med mindre solproduktion kräver mer laddning från elnätet. Å andra sidan står sommarmånaderna ofta för ett generellt lägre spotpris med mindre fluktuationer än vad hösten, vintern och våren bjuder på. Stora

fluktuationer i spotpris skapar bättre förutsättningar för elprisabitrage vilket motiverar styrläget som inkluderar spotprisabitrage även andra delar på året.

**Större andel stödtjänster ökar risken för en högre effekttopp eller en sämre laddupplevelse**

Det är värt att notera att de olika styrlägena kommer med olika risker, framför allt kopplat till effektkostnaden för anläggningen. Att kombinera effekttoppskapningen med spotprisoptimering, förflyttning av solel och energiprisarbitrage innebär att batteriet används mer och att det under fler tillfällen har en lägre SoC än när batteriet bara används för effekttoppskapning. Vid tillfällen med intensiv laddning riskerar således batteriets energiinnehåll att inte räcka till för att stödja laddningen. Det här går att hantera på olika sätt. Antingen låter man laddaren fortsätta få full effekt från nätet om det finns plats i nätanslutningen med risk för att skapa en dyr effekttopp. Det andra alternativet är att strypa laddaren till en lägre effekt när batteriet inte kan stödja laddningen. Inget av alternativen är dock önskvärt. För ägaren av laddsiterna är kundernas laddupplevelse i kombination med totalintäkten de två enskilt viktigaste parametrarna. En dålig laddupplevelse resulterar ofta i en dålig recension vilket i sin tur påverkar mängden bilar som kommer till anläggningen. Skillnaden mellan köpt pris för el och såld el till elbilsladdning är den potentiellt största vinsten för ägaren av laddsiterna vilket innebär att en hög laddfrekvens ger den bästa intäktsmöjligheten för ägarna över tid. I dialog med ägarna till laddsiterna var dock alla tydliga med att driftsekonomin trumfar laddupplevelsen vid dessa tillfällen.

I de dialoger som CheckWatt har med laddoperatörer eller ägare av laddsiter vill ägarna genomgående optimera siten men samtidigt minimera risken för en hög effekttopp eller en dålig laddupplevelse. De två målen står mot varandra, eftersom en större säkerhetsmarginal minskar den möjliga totalintäkten från laddsiten. Eftersom laddmönstret varierar månadsvis sker månatliga justeringar av effekttoppsnivån och övriga styrvariabler för att maximera besparingen och intäktsgenereringen från anläggningen.

## 12.3 AC-laddning utan stationärt batteri

Analyserna hittills har huvudsakligen behandlat DC-snabbladdning och den flexibilitet som ett stationärt batteri kan tillföra en laddanläggning. För AC-laddning utan stationärt batteri ser förutsättningarna annorlunda ut. Utan batteri måste flexibiliteten komma från laddningen själv. Det fungerar bara när bilar står inkopplade, fortfarande har ett laddbehov och kan styras utan att föraren märker det.

Hur stor denna flexibilitet blir beror därför i hög grad på hur länge fordonen står inkopplade i förhållande till hur lång tid själva laddningen kräver. I det här avsnittet jämförs två laddmiljöer med olika parkeringsmönster för att undersöka hur detta påverkar möjligheten till lokal optimering och deltagande på stödtjänstmarknaden.

### 12.3.1 Installationerna och mätningen

Zaptec har analyserat två AC-installationer under perioden 1 juni–31 augusti 2026: en bostadsrättsförening (BRF) och en semipublik långtidsparkering vid en flygplats i Norge. Effektkostnaden för långtidsparkeringen bygger på en norsk nätavgift, omräknad med 1 NOK = 1,04 kr. Resultaten visar därför hur mekanismerna fungerar, inte vad en svensk site skulle tjäna. Alla

resultat är simuleringar och inte faktisk budgivning.

**Tabell 21. Zaptecs två installationer, 1 juni–31 augusti 2026.** Inkopplingsgraden är den genomsnittliga andelen laddare som har en bil inkopplad. För långtidsparkeringen är samtidigt inkopplade bilar räknat per kvart.

| | BRF | Långtidsparkering |
|---|---|---|
| Laddare totalt | 140 | 242 |
| Laddare med aktivitet | 30 | 234 |
| Sessioner | 474 | 1 250[1] |
| Laddad energi | 10 179,81 kWh | 55 953 kWh |
| Energi per session, snitt | 21,48 kWh | 44,76 kWh |
| Sessionslängd, snitt | 14 h 11 min | 5 dygn 16 h 56 min |
| Medeleffekt | 4,61 kW | 25,3 kW |
| Högsta timeffekt | 57,28 kW | 92,33 kW |
| Samtidigt inkopplade bilar, snitt | 3,04 | 98 |
| Inkopplingsgrad | 2,17 % | 40,5 %[2] |

*[1] Samtidigheten bygger på ett mer detaljerat sessionsunderlag med 1 348 sessioner som överlappar perioden, och därför skiljer sig siffrorna något. [2] Zaptecs sammanställning anger en nyttjandegrad på 11,94 %, som är beräknad på ett annat sätt.*

I BRF-installationen används bara 30 av de 140 laddarna, och medianen för en session är 11 h 59 min, vilket tyder på nattladdning hemma. Volymen är för liten för att installationen ska kunna buda på egen hand, men den kan optimeras lokalt och ingå i en större portfölj.

På långtidsparkeringen står i genomsnitt 98 bilar inkopplade samtidigt, i nästan sex dygn var. En session laddar i genomsnitt 44,76 kWh, vilket tar 4–12 timmar beroende på om laddaren ger 11 eller 3,7 kW. Bilarna står alltså inkopplade utan att ladda nästan hela tiden, och det gör långtidsparkeringen till den mest intressanta installationen för flexibilitet.

Zaptecs laddare mäter effekten varje sekund och är MID-certifierade, det vill säga godkända för debitering. Det uppfyller kravet för mFRR på loggning med högst tio sekunders intervall (Tabell 7 i avsnitt 12.2.1). Om laddarnas mätvärden kan summeras utan en separat mätare i anslutningspunkten avgör Svenska kraftnät vid förkvalificeringen.

### 12.3.2 Spotpris och effekttoppskapning som grund

Den mest generella nyttan med styrd laddning är att flytta laddningen till billiga kvartar (15-minutersperioder) utan att skapa nya effekttoppar. Den kräver inget godkännande för

reservmarknaden, fungerar på varje site för sig och sänker kundens elkostnad direkt. Därför är den grunden, och stödtjänster läggs ovanpå när de är lönsamma.

Nätägaren tar ut en effektavgift för månadens högsta timmedeleffekt. Om många bilar flyttas till samma billiga kvart kan siten få en ny topp, så styrningen måste begränsa hur mycket som laddar samtidigt. Effekttoppskapning sänker effektkostnaden med 1 300–1 700 kr för sommaren på långtidsparkeringen, där kostnaden före kapning var 8 290 NOK (8 621,60 kr). I BRF-installationen ger Zaptecs två beräkningar 1 391 kr och 2 069 kr.

### 12.3.3 mFRR Ned som tillägg

mFRR ned passar långtidsparkeringen, där laddningen kan vänta tills den behövs. mFRR upp är bara möjligt medan bilar laddar, och den volymen är liten och osäker.

Enligt Zaptecs beräkning ger mFRR ned i huvudscenariot 1 904 kr netto för sommaren efter en avgift på 25 % till aggregator och balansansvarig. Zaptec anger inte vilket elområdes pris som beräkningen bygger på. Den tillgängliga energin räcker för budet i 94,3 % av tiden, alltså mer än vårt krav på minst 90 %. Under den nivån är en resurs inte intressant för stödtjänster. Budet motsvarar 6–7 kW i genomsnitt över dygnet.

En aktivering riskerar att skapa en ny debiterad effekttopp. Med sommaravgiften 31 NOK/kW och månad (32,24 kr) bör därför prissättningen för mFRR EAM (energiaktiveringsmarknaden) prissättas med effektavgiften som grund med relation till spotpriset och överföringsavgifter.

**Tabell 22. mFRR ned för en portfölj på 100 kW, 1 juni–31 augusti 2026, kr.** Zaptecs beräkning med historiska priser och 25 % avgift.

| Elområde | CM | EAM | Brutto | Netto |
|---|---|---|---|---|
| SE2 | 39 800 | 12 700 | 52 500 | 39 400 |
| SE3 | 7 050 | 14 350 | 21 400 | 16 100 |
| SE4 | 7 030 | 11 640 | 18 700 | 14 000 |

SE2 ger högst värde, främst tack vare högre CM-ersättning (CM, kapacitetsmarknaden).

En enskild långtidsparkering är för liten för att buda på egen hand. Zaptec bedömer att 15–20 liknande siter behövs för 100 kW som håller minst 90 % av tiden. Minsta bud för mFRR är 1 MW, så i praktiken budar siterna via en aggregator, som lägger ihop dem med andra resurser i samma elområde och hos samma balansansvarig.

### 12.3.4 Dubbelriktad laddning (V2G)

Utan V2G kan laddningen bara minskas medan den pågår. På långtidsparkeringen var medeleffekten 25,3 kW, och det är i genomsnitt allt som kan minskas. Med dubbelriktad laddning

(V2G) kan bilarna också mata ut energi från batteriet. Då kan alla inkopplade bilar bidra i båda riktningarna, så länge laddnivån ligger över förarens miniminivå.

På långtidsparkeringen stod i genomsnitt 98 bilar inkopplade. Om alla bilar klarar V2G, vilket kan bli fallet om några år, och laddarna ger 3,7–11 kW, blir det 362,6–1 078 kW i genomsnitt, alltså 14,3–42,6 gånger dagens medeleffekt. Vid 11 kW räcker det i teorin till minsta budet för mFRR på 1 MW från en enda site. I praktiken begränsas effekten av sitens nätanslutning, och ett bud måste bygga på den nivå som finns minst 90 % av tiden, som ligger lägre än genomsnittet. I BRF-installationen står bara tre bilar inkopplade i genomsnitt, vilket ger 11,2–33,4 kW.

Att en bil är inkopplad betyder inte att den kan leverera. V2G kräver kunskap om bilens laddnivå och avresetid, en miniminivå som föraren godkänner och stöd för dubbelriktad laddning i både bil och laddare (ISO 15118–20). På långtidsparkeringen står bilarna inkopplade i nästan sex dygn och i betydligt större antal än i bostadsrättsföreningen, vilket gör både volymen och parkeringsmönstret mer förutsägbart. Av de två AC-installationerna är långtidsparkeringen därför det bästa fallet för V2G. V2G är ändå ett framtida tillägg, eftersom få bilar och laddare har stöd för det i dag.

## 12.4 Slutsats

Demonstratorn visar att det avgörande för hur mycket flexibilitet en laddanläggning kan leverera inte är den tekniska styrförmågan, utan planerbarheten, det vill säga hur väl man i förväg kan veta hur mycket effekt som går att flytta, och när. Varje anläggning är unik och måste optimeras utifrån flera parametrar för att den ekonomiska nyttan ska kunna maximeras: elavtalets utformning, elområde och balansansvarig, förekomst av egen produktion, effektavgiftens nivå och tidsindelning samt det lokala laddmönstret. För ägaren är batteriet ofta en förutsättning för att stationen ska kunna etableras över huvud taget. I tre av fyra fall var den begränsade nätanslutningen det främsta investeringsskälet, och att en ny transformatorstation kostar mer än ett batteri. Därutöver ger batteriet flexibilitet att skapa värde oavsett hur stort laddbehovet är.

### Värdet ligger i driften, inte på marknaden

Effekttoppskapning och spotprisoptimering ger det största bidraget till totalkalkylen för den enskilda anläggningen, eftersom styrbesluten där kan fattas i faktisk drift och anpassas löpande. För de fyra analyserade anläggningarna ger det mest utvecklade styrläget ett batterivärde på 24 000–54 000 kr för sommaren, och huvuddelen kommer från toppkapning och prisoptimering snarare än från stödtjänster. Värdet är störst på siter med spotpris i kombination med egen solproduktion, och minst där ett fast elpris och en effektavgift som gäller dygnets alla timmar begränsar både arbitraget och det utrymme som blir kvar till stödtjänster. Slutsatsen är att prismodell och utformning av nätavgift, inte batteristorlek, är det som i första hand avgör lönsamheten.

### Tillgänglig effekt är inte samma sak som budbar effekt

Stödtjänstmarknaderna kan innebära ett betydande tillskott. Mätdata visar att den effekt som faktiskt är ledig vid sidan av effekttoppskapningen är stor. I snitt rör det sig om 93 % av den förkvalificerade effekten för de analyserade anläggningarna, givet att de aggregeras till en gemensam portfölj. Räknat per anläggning motsvarar det storleksordningen 10 000–19 000 kr för en sommar. Den siffran ska dock läsas som en övre gräns: den visar hur mycket effekt som i efterhand visade sig ha varit ledig, inte hur mycket som hade kunnat utlovas i förväg. När batteriet i stället

reserveras för de timmar då laddning kan förväntas landar samma volym på mellan 7 och 58 %. Begränsningen ligger därmed inte i batteriet utan i att budet måste lämnas innan laddbehovet är känt, och i att spotprisarbitrage tar i anspråk samma kapacitet.

### Effektavgiften och stödtjänsterna konkurrerar om samma kapacitet

En genomgående iakttagelse är att de olika styrlägena kommer med olika risk. Ju mer batteriet används till prisoptimering och solelförflyttning, desto oftare har det låg laddnivå när ett intensivt laddbehov uppstår, och då återstår bara att antingen släppa igenom en dyr effekttopp eller strypa laddaren. Ägarna är samstämmiga om att driftsekonomin trumfar laddupplevelsen i de lägena, eftersom effektavgiften slår igenom på hela månaden. Det innebär att en effektavgift och en stödtjänstleverans i praktiken budar mot varandra om samma kilowatt. Utformningen av effektavgifterna får därför en direkt betydelse för hur mycket flexibilitet från laddinfrastruktur som alls når marknaden, och förutsätter att information om nätavgiften finns tillgänglig i ett enhetligt och maskinläsbart format, vilket hittills saknats.

### AC-laddning: flexibiliteten kommer från ståtiden

AC-laddning utan batteri ger flexibilitet främst där bilarna står inkopplade länge. Skillnaden mellan de två analyserade installationerna illustrerar det tydligt. I bostadsrättsföreningen används bara 30 av 140 laddare, i genomsnitt står tre bilar inkopplade och inkopplingsgraden är ett par procent. Volymen räcker inte för egna bud, men anläggningen kan optimeras lokalt och ingå i en större portfölj. På långtidsparkeringen står i stället i genomsnitt 98 bilar inkopplade i nästan sex dygn, och de laddar bara en mindre del av tiden. Det är ståtiden, inte laddeffekten, som skapar flexibiliteten, och därmed är destinations- och långtidsparkering det mest intressanta AC-segmentet.

Spotpris och effekttoppskapning är grunden, eftersom de inte kräver något marknadsgodkännande, fungerar på varje site för sig och sänker kundens kostnad direkt. mFRR ner kan läggas ovanpå när aktiveringen inte skapar nya toppar: i huvudscenariot ger det cirka 1 900 kr netto för sommaren, med ett bud som motsvarar 6–7 kW i genomsnitt och som håller 94,3 % av tiden. Eftersom en aktivering riskerar att skapa en ny debiterad effekttopp behöver budet på energiaktiveringsmarknaden prissättas med effektavgiften som golv, inte enbart mot spotpriset. En enskild site är dessutom för liten för att buda ensam. Det krävs uppskattningsvis 15–20 liknande anläggningar för 100 kW, och eftersom minsta bud för mFRR är 1 MW sker deltagandet i praktiken alltid via en aggregator.

### Aggregering är i dag lika mycket en regelverksfråga som en teknisk fråga

Portföljanalysen kunde inte genomföras som ett verkligt scenario, eftersom de 29 siterna ligger i tre elområden och är fördelade på fem balansansvariga. Det är samma barriär som beskrivs i kapitel 7: en fristående BSP kan ännu inte aggregera resurser från kunder med olika balansansvariga parter, och Svenska kraftnät bedömer att den fullständiga implementeringen är klar först 2029. Demonstratorn visar därmed att den tekniska förmågan att styra och mäta i flera fall finns på plats innan marknadsrollerna gör det, och att oberoende aggregering är en förutsättning för att den potential som portföljanalysen visar ska kunna realiseras.

### Mätning och datatillgång sätter ramarna

Mätförmågan skiljer sig åt mellan resurstyper. AC-laddarna mäter med sekundupplösning, vilket uppfyller mFRR-kravet på loggning med högst tio sekunders intervall, medan DC-laddarna i flera fall behöver en extern mätare för FCR och i vissa fall endast mäter på DC-sidan, så att omvandlingsförlusterna inte syns. Om laddarnas mätvärden får summeras utan separat mätare i anslutningspunkten avgörs först vid förkvalificeringen. En kvarstående begränsning är att underlaget bygger på sessionsdata från inkoppling till urkoppling, utan laddnivå (SoC) och utan exakt laddtidpunkt, vilket innebär att tillgänglig flexibilitet måste uppskattas i stället för att mätas direkt.

### Dubbelriktad laddning förändrar storleksordningen, men ligger framåt i tiden

Utan V2G kan laddningen bara minskas medan den pågår, vilket på långtidsparkeringen i genomsnitt motsvarar 25,3 kW. Med dubbelriktad laddning kan samtliga inkopplade bilar i stället bidra i båda riktningarna, vilket teoretiskt ger 363–1 078 kW för samma anläggning, alltså i storleksordningen tiofalt mer. I praktiken begränsas detta av nätanslutningen och av att budet måste bygga på den nivå som finns minst 90 % av tiden. Att en bil är inkopplad innebär inte heller att den kan leverera: det krävs kännedom om laddnivå och avresetid, en miniminivå som föraren godkänner samt stöd för ISO 15118–20 i både fordon och laddare. V2G är därför ett framtida tillägg snarare än en tillgänglig resurs, men det är också det som skulle göra en enskild destinationsladdningssite jämförbar med en hel portfölj.

### Avgränsningar

Resultaten bygger på mätdata 1 juni–31 augusti 2026 och är simuleringar, inte faktisk budgivning. Sommarperioden underskattar laddvolymen i bostadsmiljö och ger mindre spotprisfluktuationer än övriga delar av året, samtidigt som den överskattar solbidraget. Effektkostnaden för långtidsparkeringen bygger på en norsk nätavgift omräknad till kronor och visar därför hur mekanismerna fungerar snarare än vad en svensk anläggning skulle tjäna. Ingen depåladdning har kunnat analyseras, trots att den bedöms ha högst planerbarhet av alla resurstyper och därmed är det segment där stödtjänstvärdet sannolikt är störst.

### Koppling till smart laddningstrappan

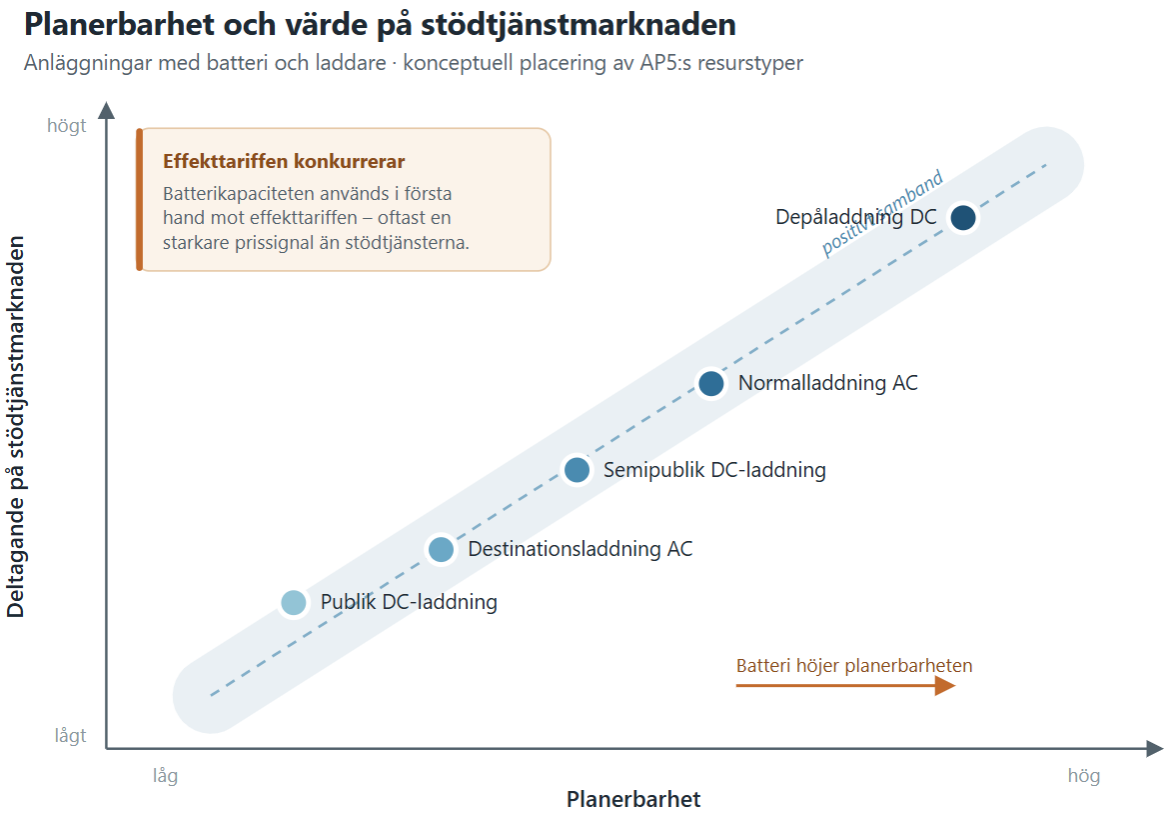
Demonstratorn illustrerar därmed den ökande komplexitet som beskrivs i smart laddningstrappan. När styrningen går från enskilda funktioner som effekttoppskapning och spotprisoptimering till att samtidigt hantera flera värden och marknader närmar den sig den multioptimering som kännetecknar steg 4. Erfarenheten från demonstratorn är att det steget i dag inte begränsas av styrförmågan i hårdvaran, utan av tre saker: att budet måste lämnas innan behovet är känt, att flera värden konkurrerar om samma kapacitet, och att marknadsrollerna för oberoende aggregering ännu inte är på plats.

**Tabell 23. Vad demonstratorn visar för de analyserade anläggningarna i demonstratorn.**

| Resurstyp | Site | Drivande värde | Vad demonstratorn visar |
|---|---|---|---|
| Publik & semipublik DC laddning med stationärt batteri med eller utan solproduktion | Publik och Semipublik laddstation med batteri | Effekttoppskapning & spotpris-optimering | Höga laddtoppar ger högt batterivärde trots låg planerbarhet. Genom att styra när laddningen av batteriet görs kan den totala ekonomin för siten optimeras. |
| Depå DC | – | – | Inte verifierat. Teoretiskt högst planerbarhet. |
| Normalladdning AC | AC BRF | Spotpris, effekttoppskapning | Tre bilar inkopplade i genomsnitt ger för liten volym för fristående bud. |
| Destinationsladdning AC | AC långtidsparkering | Spotpris, effekttoppskapning, mFRR Down | Lång ståtid ger flexibilitet utan batteri, men en site är för liten för att buda ensam. Med V2G kan en site ge mycket mer. |

### Planerbarhet per resurstyp

Planerbarhet beskriver hur väl man i förväg kan veta hur mycket effekt en resurs kan flytta, och när.




*Figur 37. Planerbarhet och värde på stödtjänstmarknaden. Figuren visar ett tänkt samband, inte mätresultat. Ju högre planerbarhet en anläggning har, desto mindre säkerhetsmarginal krävs i budet och desto större del av kapaciteten kan säljas. Resurstyperna är placerade efter laddningens egen planerbarhet, från publik DC-laddning till depåladdning. Ett batteri flyttar varje anläggning mot högre planerbarhet, men effektavgiften konkurrerar om samma batterikapacitet.*

# *Block E: Utveckling och slutsatser*

Rapportens avslutande del blickar framåt och sammanför resultaten från de föregående kapitlen. Fokus ligger på vilka tekniska och marknadsmässiga utvecklingsvägar som kan bli betydelsefulla och vilka slutsatser som kan dras om vad som krävs för att smart laddning ska få större genomslag.

**13. Framtidsprognos för kapacitet och implementering av smart laddning**
**14. Sammanfattning, slutsatser och policyförslag**

# 13. Framtidsprognos för kapacitet och implementering av smart laddning

## 13.1 Hur kommer området utvecklas?

Potentialen i en elektrifierad fordonsflotta är mycket stor. Som en illustration skulle en helt elektrifierad svensk personbilsflotta på omkring fem miljoner fordon, med en genomsnittlig batterikapacitet på 50 kWh, tillsammans motsvara omkring 250 GWh lagringskapacitet. Om varje fordon kunde ladda och mata tillbaka el med 10 kW skulle den sammanlagda teoretiska effekten uppgå till 50 GW.

Batterierna anskaffas primärt för transportändamål och utgör därmed en mycket stor distribuerad energiresurs som potentiellt också kan användas i elsystemet. I ett elsystem med en växande andel variabel elproduktion är potentialen för flexibilitet och energilagring betydande. Till skillnad från stationära batterilager görs dessutom den primära investeringen i fordonsbatterierna för ett annat ändamål – transport – vilket innebär att lagringskapaciteten då redan finns distribuerad i fordonsflottan, om den kan göras tillgänglig för elsystemet.

En viktig förutsättning är också att personbilar generellt står parkerade under en stor del av tiden. En analys baserad på den engelska National Travel Survey visar exempelvis att personbilar i genomsnitt står parkerade omkring 96 % av tiden. Europeiska studier av kör- och parkeringsmönster visar samtidigt på långa parkeringstider även i andra länder. Det innebär dock inte att fordonen är anslutna till laddinfrastruktur under hela denna tid[54].

Hur stor del av den teoretiska kapaciteten och effekten som faktiskt kan göras tillgänglig beror dock bland annat på fordonens tillgänglighet och laddbehov samt de tekniska, ekonomiska och regulatoriska förutsättningarna för smart och dubbelriktad laddning.

I praktiken är det därför systemperspektivet som är avgörande. Å ena sidan är elfordonet inte bara ett konventionellt fordon med en ny drivlina, utan också en del av ett framväxande energisystem där transport- och elsystemen blir alltmer sammankopplade. Det skapar helt nya möjligheter att använda fordonsflottan som en flexibel energiresurs. Å andra sidan är elfordonen inte resurser som enkelt kan kopplas in i elsystemet och omedelbart skapa nytta.

[54] Emily Nagler (2021), *Standing Still*. https://www.racfoundation.org/wp-content/uploads/standing-still-Nagler-June-2021.pdf

Resultaten i projektet visar att de tekniska förutsättningarna för mer avancerad smart laddning utvecklas snabbt. Nya generationer av laddutrustning, fordon och energistyrsystem får fler styrmöjligheter, samtidigt som standarder och regelverk successivt utvecklas för att möjliggöra bättre kommunikation och interoperabilitet. Enkätresultaten visar också att aktörerna förväntar sig ett ökat stöd för mer avancerade funktioner och standarder fram till 2030.

Det innebär däremot inte att utvecklingen mot mer avancerad smart laddning kommer att ske snabbt eller längs en entydig väg. Projektets resultat pekar snarare på att tekniken ligger före delar av marknaden och implementeringen. För att den tekniska potentialen ska kunna realiseras behöver flera delar utvecklas parallellt: tillgång till data, kommunikation mellan olika system, prissignaler, standardimplementering, marknadsregler, affärsmodeller och ansvarsfördelning mellan aktörer.

En viktig slutsats är därför att utvecklingen behöver ses som en mognadsprocess. Nya tekniska möjligheter behöver prövas i verkliga användningsfall innan det blir tydligt vilka lösningar som skapar tillräckligt värde, hur kostnader och intäkter ska fördelas och vilka aktörer som är bäst lämpade att tillhandahålla olika funktioner. Det innebär också att dagens uppdelning av roller och tekniska lösningar inte nödvändigtvis är den som kommer att dominera på längre sikt.

Utvecklingen kan dessutom komma att ta olika vägar för olika typer av laddning. För hemmaladdning är prisoptimering och begränsning av effektuttag redan relativt etablerade användningsfall. För större laddanläggningar och depåer kan optimering av verksamhetens samlade effektbehov och deltagande på olika flexibilitetsmarknader få större betydelse. För lokala flexibilitetsmarknader visar projektets workshop att affärsmodellerna fortfarande är mindre utvecklade och att andra verktyg, exempelvis nätavgifter, villkorade avtal eller riktad styrning av aggregerade resurser, kan vara mer ändamålsenliga i vissa situationer.

Även V2G och V2H väntas få bättre tekniska och regulatoriska förutsättningar under de kommande åren, men det är fortfarande osäkert hur snabbt tekniken får genomslag och vilka användningsfall som kommer att skapa tillräckligt värde. På samma sätt är det ännu inte givet var styrningen av laddningen huvudsakligen kommer att ske. Resultaten pekar snarare mot att flera arkitekturer kommer att samexistera, där styrning via fordon, laddare, backend-system, fastighetsenergisystem och externa tjänsteleverantörer används för olika ändamål.

En ytterligare osäkerhet är hur värdet av flexibilitet från elfordon utvecklas i relation till andra flexibilitetsresurser. Om kostnaden för stationära batterilager fortsätter att minska kan sådana lager i vissa tillämpningar vara enklare och mer kostnadseffektiva än att tillgängliggöra och aggregera ett stort antal mobila fordonsbatterier. Fordonsbatterierna har fördelen att de redan är finansierade för transportändamål, men att göra kapaciteten tillgänglig för elsystemet kräver samtidigt fungerande teknik, datautbyte, styrning, affärsmodeller och marknadsintegration. I ett sådant scenario kan lokala användningsfall för dubbelriktad laddning, exempelvis V2H för effektoptimering och reservkraft, få större betydelse, medan V2G blir en kompletterande användning där nyttan motiverar den ytterligare komplexiteten.

Utvecklingen mot smartare laddning kan alltså beskrivas som en förflyttning mot fler förmågor längs smart laddningstrappan. Det innebär däremot inte att utvecklingen kommer att följa en bestämd teknisk väg eller att alla tillämpningar successivt kommer att röra sig uppåt i trappan.

Snarare handlar den om en successiv mognad där teknik, standarder, marknader, affärsmodeller och användarbeteenden behöver utvecklas tillsammans. Tekniken möjliggör alltmer avancerad styrning, men vilka lösningar som faktiskt får genomslag kommer i hög grad att avgöras av vilka som skapar ett tydligt värde för användaren och elsystemets olika aktörer.

## 13.2 Hur ser utvecklingsbehoven ut på kort och lång sikt?

För att nyttan av smart laddning ska kunna öka behöver utvecklingen ske på flera områden samtidigt. På kort sikt handlar det i stor utsträckning om att bättre utnyttja teknik och funktioner som redan finns. På längre sikt behöver förutsättningarna förbättras för att samordna fler resurser, aktörer och styrsignaler och för att möjliggöra mer avancerade funktioner som dubbelriktad laddning.

Ett centralt utvecklingsbehov är bättre tillgång till och utbyte av data. För mer avancerad styrning behövs information om exempelvis fordonets laddstatus, önskad avresetid, tillgänglig effekt och andra laster bakom samma anslutningspunkt. Projektet visar samtidigt att tillgången till sådan information varierar mellan fordon, laddsystem och andra tekniska plattformar. På kort sikt behövs därför bättre och mer förutsägbara gränssnitt mellan systemen. På längre sikt kan en bredare implementering av gemensamma standarder, såsom ISO 15118–20, förbättra förutsättningarna för informationsutbyte och minska behovet av aktörsspecifika integrationer. Standarderna säkerställer dock inte i sig att all relevant information blir tillgänglig för överordnade styrsystem, eftersom detta också beror på vilka funktioner och datautbyten som implementeras av fordonstillverkare och andra aktörer.

Även samordningen av styrningen behöver utvecklas. Redan idag kan laddningen påverkas av flera signaler, exempelvis spotpris, effektavgift, lokal nätbelastning och aktivering på marknader. Dessa signaler sammanfaller inte alltid och kan ibland motverka varandra. I takt med att fler resurser styrs automatiskt ökar därför behovet av system som kan prioritera och optimera mellan flera mål. Det gäller både bakom mätaren, där laddning behöver samordnas med exempelvis värmepumpar, solceller och batterier, och mellan kundens optimering och elsystemets behov.

Ett tredje utvecklingsbehov är tydligare och tillräckligt starka ekonomiska incitament. Prisoptimering och begränsning av effekttoppar är redan relativt tydliga användningsfall, medan affärsmodellerna för lokala flexibilitetsmarknader fortfarande är mindre utvecklade. Projektets workshop om elfordon och lokal flexibilitet visar att ersättningen för att tillgängliggöra en resurs lokalt behöver vara tillräcklig i förhållande till det värde som samma resurs kan skapa i andra användningar och på andra marknader.  För större laddanläggningar och aggregerade resurser kan lokala flexibilitetsmarknader vara ett möjligt verktyg, medan exempelvis nätavgifter eller andra former av styrning kan ge starkare ekonomiska incitament för enskilda hushåll.

Den pågående utvecklingen av effektavgifter kommer att bli direkt avgörande för vilken smart laddning som blir möjlig. Både erfarenheter från branschen och modelleringsresultat visar att effektavgiften är mer styrande än elpris. Intervjuerna pekar även på att aktörer prioriterat att utveckla strategier för nätavgiften före en kombinerad optimering av prissignaler från både elpris och elnät. Men om nätavgiften ska leda till mer än bara kostnadsoptimering krävs en utformning som tydligare signalerar när nätkapaciteten faktiskt är begränsad. Dynamiska effektavgifter som

speglar nätets faktiska behov tar laddningen från steg 2 till steg 3 i trappan. Då krävs att avgiften är maskinläsbar och tillgänglig för algoritmer för att mer avancerad smart laddning ska vara möjlig.

Energimarknadsinspektionen (Ei) har ett pågående regeringsuppdrag om utformningen av effektavgifter, som ska redovisas senast den 12 april 2027. Det är därför ännu inte klarlagt vilka möjligheter som kommer att finnas att utforma mer dynamiska nätavgifter som bättre speglar belastningen i elnätet. Även enklare effektavgifter kan ge incitament till minskat effektuttag, men styrningen blir då inte nödvändigtvis anpassad till de tidpunkter och platser där nätets kapacitet är mest begränsad. Därmed uteblir också ofta den önskade effekten på elnätets totala belastning.

Den gemensamma optimering av flera hushålls laddning som analyseras i kapitel 11 ger däremot bättre resultat för elnätet, till skillnad från modeller som bygger på att varje hushåll självständigt anpassar sin elanvändning efter nätavgiften. En utveckling som främjar gemensam optimering av effekt skulle därför vara intressant både för elnätet och kunderna, eftersom varje kund inte blir lika begränsad och kan ha snabbare laddning när andra i området inte använder så mycket el.

För elnätsföretagen finns samtidigt ett behov av bättre kunskap om var och när flexibiliteten har ett faktiskt nätvärde. Flexibilitet är lokal till sin natur – en styrbar resurs skapar inte nödvändigtvis nytta där nätbegränsningen finns. Bättre prognoser, mer högupplöst information om nätets belastning och ökad kunskap om vilka resurser som finns tillgängliga kan därför göra det möjligt att använda smart laddning mer riktat.

På längre sikt behöver även samspelet mellan lokal- och regionnät utvecklas så att flexibilitet på en nivå inte skapar problem eller motverkande incitament på en annan. Workshopen visar exempelvis att ett lokalnät som använder flexibilitet för att minska sitt uttag mot regionnätet kan behöva väga detta mot hur den framtida tillgången till abonnerad kapacitet påverkas.

För V2G och annan mer avancerad smart laddning behövs dessutom fortsatt utveckling av hela kedjan från fordon och laddutrustning till nätanslutning, mätning, kommunikation och marknadsdeltagande. Att en bil och laddare tekniskt kan hantera dubbelriktad effekt innebär inte i sig att det finns ett fungerande användningsfall. På kort sikt blir därför verkliga tillämpningar och uppskalning viktigt för att pröva tekniken och identifiera var nyttan är tillräckligt stor. På längre sikt behöver sådana lösningar kunna skalas utan omfattande specialintegrationer eller individuella överenskommelser.

Slutligen behöver utvecklingen utgå från användarens behov och acceptans. Smart laddning skapar bara flexibilitet när fordonet är anslutet och användaren accepterar att laddningen styrs. Erfarenheter från branschen och workshopen pekar på att tjänsten behöver vara enkel, ekonomiskt attraktiv och samtidigt uppfylla användarens grundläggande behov av laddning.

Mer avancerad teknik behöver därför inte innebära att användaren möts av fler val och prissignaler. Tvärtom blir en viktig del av utvecklingen att kunna hantera en allt större komplexitet automatiskt. På kort sikt ligger utvecklingsbehovet därmed framför allt i att få befintlig teknik, data, styrsignaler och marknader att fungera bättre tillsammans. På längre sikt handlar det om att skapa en mer interoperabel och skalbar struktur där fordon kan bidra med flexibilitet till olika delar av elsystemet utan att användaren själv behöver hantera komplexiteten.

# 14. Sammanfattning, slutsatser och policyförslag

## 14.1 Projektresultat i siffror

Projektet har undersökt både kvalitativa och kvantitativa aspekter av smart laddning. Här sammanfattas först några av de kvantitativa resultaten.

I kartläggningen av laddinfrastrukturens omfattning framkommer att:

- Antalet icke-publika laddinstallationer i Sverige uppskattas, baserat på de stöd som har beviljats i Sverige, till 735 000.
- Den publika laddinfrastrukturen omfattar cirka 9 000–10 000 laddstationer med totalt 60 000–70 000 laddpunkter.

I Power Circles enkät till laddaktörer där 13 aktörer svarade framkom att den stora majoriteten av laddare är förberedd för de lägre stegen av smart laddning:

- I median kan mer än 80 % av laddinfrastrukturen som representeras i enkäten lastbalansera, styra mot dynamiskt spotpris eller lägga in manuella scheman.
- För mer avancerade tjänster, som att delta på en lokal flexibilitetsmarknad, var det i median 60 % av laddinfrastrukturen som hade förmågan versus under 20 % för V2G/V2H.
- De 13 aktörerna uppgav tillsammans att de hade kontroll över eller levererat produkter till mellan 680 000 och 830 000 laddpunkter i Sverige. Dubbelräkning förekommer dock sannolikt eftersom olika aktörers uppgifter kan gälla samma laddpunkt.

I Chalmers enkät om laddbeteende till 380 elbilsägare var några av resultaten:

- 87 % av de svarande uppger att de har tillgång till privat laddning hemma. Av dessa uppger 74 % att de styr laddningen.
- Av de som styr laddningen använder 64 % en app som kommunicerar med bilen eller laddboxen, medan 24 % styr genom att sätta in kabeln vid en viss tidpunkt. 53 % uppger att de ställer in start- och sluttider manuellt, medan 47 % låter det ske automatiskt.

I kartläggningen av lokala marknader framkom:

- Att ett batteri på 10 kWh kunnat tjäna mellan 350–900 kr per vinter genom att delta på någon av de olika lokala marknader som finns på Effekthandel Väst eller hos E.ON.
- Att smart laddning utan V2G bara kan väntas få en bråkdel av den intäkten då endast ca 5 % av laddningen sker de timmar då nätet vanligtvis är som mest ansträngt. Med förmåga till V2G ökar potentialen från smart laddning, mer jämförbart med ett batteri.

I projektets analys av hur laddinfrastruktur kan leverera flexibilitet, med och utan stationärt batteri, framkom att det avgörande för hur mycket flexibilitet en anläggning kan sälja är planerbarheten, det vill säga hur väl man i förväg kan veta hur mycket effekt som går att flytta. Några av resultaten:

- Publik snabbladdning är svår att planera. I en portfölj på 29 publika siter pågår laddning garanterat under bara 2 av veckans 168 timmar sommaren 2026, och den garanterade

effekten når aldrig FCR-D:s minsta bud på 100 kW. Utan batteri är intäkten från stödtjänster mycket begränsad.

- Batteriet löser planerbarheten nästan helt, om siterna kan aggregeras. På de 18 siterna med batteri var i snitt 2 618 av 2 820 kW förkvalificerad effekt ledig varje timme, även när batterierna kapar effekttoppar. Det hade gett ca 368 000 kr netto i FCR-D under sommaren, men aggregering kräver samma balansansvar och elområde, vilket inte gäller för dessa siter.
- Batteriets värde ligger främst i effekttoppskapning. För fyra analyserade anläggningar är batterivärdet 24 000–54 000 kr för sommaren, mest från toppkapning och spotprisoptimering. Det är störst på siter med spotpris och egen sol.
- Batteriet är oftast en förutsättning för att stationen byggs. Nätanslutningen räcker inte till snabbladdare, och en ny transformatorstation kostar mer än ett batteri. Ägarna prioriterar driftsekonomi, främst effektavgiften, framför maximal laddeffekt.
- AC-laddning utan batteri: flexibiliteten kommer från ståtiden. En BRF med i snitt tre inkopplade bilar är för liten för egna bud. En långtidsparkering med 98 samtidigt inkopplade bilar i nästan sex dygn är det mest lovande fallet. Spotpris och effekttoppskapning är grunden, och mFRR ned kan läggas ovanpå med aggregering.

I projektets modellering av laddningens påverkan på de lokala elnäten framkom följande resultat. Samtliga resultat är för 100 % elektrifiering av personbilsflottan och bygger på modellerade scenarier, där alla berörda hushåll i de optimerade fallen antas följa prissignalen.

- Laddstrategin är avgörande för nätbelastningen. Hushållets maximala effektbehov är cirka 3 gånger högre för spotprisoptimerad laddning jämfört med loggad laddning under årets mest belastade 15-minutersintervall.
- Effektavgifter kan minska kapacitetsproblemen kraftigt. Vid 100 % elbilar är 42 % av hushållen anslutna till lågspänningsnät där transformatorns kapacitet överskrids minst en gång per år vid spotprisoptimerad laddning. Med en effektavgift som gäller alla timmar minskar andelen till 7 %, jämfört med mindre än 1 % vid loggad laddning.
- Problemen uppstår först vid en högre andel elbilar i flottan och om alla agerar på samma prissignal. Vid spotprisoptimerad laddning uppstår kapacitetsproblem redan vid 50 % elbilar, då 16 % av hushållen är anslutna till nät med överbelastade transformatorer. Med en effektavgift som gäller alla timmar är motsvarande andel mindre än 1 %.
- Valet av laddstrategi får stora konsekvenser för investeringarna i elnäten. Vår modellering visar behovet av ytterligare transformatorkapacitet i lågspänningsnäten ökar med 72 % jämfört med idag vid spotprisoptimerad laddning. Med effektavgift aktiv alla timmar minskar behovet drastiskt till cirka 7 % mer, jämfört med mindre än 1 % vid loggad laddning.
- Effektavgiftens förmåga att minska belastningen på elnätet beror på hur många hushåll som delar transformator. I små lågspänningsnät med 1–5 kunder ger en individuell effektavgift lägre effekttoppar än loggad laddning i cirka 80 % av näten. I större nät med 6–50 kunder gäller detta däremot endast för cirka 1 % av näten. Resultatet visar att individuella effektavgifter är betydligt mindre effektiva när många hushåll delar samma transformator, eftersom laddningen fortfarande kan sammanfalla i tid både med andra hushålls elanvändning och elbilsladdning.

- Kostnaden för inköpt el till elbilsladdning ökar med 33–132 % när laddningen optimeras med hänsyn till olika design på effektavgifter jämfört med enbart spotprisoptimering. Trots de stora procentuella skillnaderna motsvarar detta endast 20–100 kr per år och elbilsägare. Den genomsnittliga effektavgiften uppgår däremot till 2 500–5 800 kr per år, där gemensam optimering ger den lägst kostnad. Resultatet visar att det kan vara ekonomiskt fördelaktigt att acceptera ett något högre elpris för laddningen om det minskar hushållets effektavgift.
- Sett till månadens högsta effekttopp visar modelleringen att bästa resultat uppnås när hushållen agerar olika, antingen genom gemensam styrning mot effektavgift eller den loggade laddningen, ca 3 kW per hushåll den tuffaste månaden på året. Detta kan jämföras med 11 kW för spotprisoptemering eller 7-8 kW för effektavgift alla timmar.

## 14.2 Sammanfattning och övergripande slutsatser

Smart laddning har under de senaste åren gått från att i första hand handla om att flytta laddning i tid och begränsa effektuttag till att omfatta en betydligt bredare uppsättning funktioner. Elbilsladdning kan i dag styras utifrån bland annat elpris, fastighetens effektuttag och olika behov i elsystemet och kan även aggregeras för deltagande på balans- och flexibilitetsmarknader. Samtidigt utvecklas förutsättningarna för dubbelriktad laddning. Projektets resultat visar dock en tydlig skillnad mellan vad som är tekniskt möjligt och vad som faktiskt används.

### Den tekniska förmågan ligger före användningen

En stor del av den grundläggande tekniska förmågan för smart laddning finns redan i dagens laddinfrastruktur. Enkäten till laddaktörer visar hög teknisk förmåga för flera former av styrning bland de svarande aktörerna, medan dubbelriktad laddning fortfarande skiljer ut sig genom betydligt lägre teknisk förmåga. Intervjuerna ger samtidigt bilden att den smarta laddning som faktiskt används fortfarande till stor del handlar om relativt etablerade funktioner som lastbalansering, effektbegränsning, schemaläggning och prisoptimering. Mer avancerad dynamisk styrning mot flera behov och marknader förekommer, men i betydligt mindre omfattning. Det framkom även att få aktörer erbjuder tjänster som optimerar både elpris och effektavgift samtidigt.

Relaterat till smart laddningstrappan innebär det att den tekniska förmågan i många fall sträcker sig högre upp i trappan än den användning som faktiskt realiseras. Projektets resultat visar därmed ett tydligt gap mellan den tekniska förmågan och hur denna förmåga används i praktiken.

### Nästa steg är ett integrations- och optimeringsproblem

Ju fler behov laddningen ska ta hänsyn till, desto mer komplex blir styrningen. Elpris, effektuttag i fastigheten, nätavgifter, lokal nätkapacitet och deltagande på olika flexibilitets- och balansmarknader kan alla påverka hur laddningen bör styras. Signalerna sammanfaller inte alltid och kan ibland motverka varandra.

Detta är också kärnan i det översta steget i smart laddningstrappan: för mer avancerad smart laddning blir därför förmågan att samordna flera mål central. Det gäller både bakom mätaren, där laddningen kan behöva optimeras tillsammans med exempelvis värmepumpar, solceller och batterier, och mellan kundens behov och olika behov i elsystemet. Detta ställer krav på data, prognoser, kommunikation och förmåga att prioritera mellan olika styrsignaler.

## Lokal flexibilitet kräver gemensamma spelregler

Lokala flexibilitetsmarknader ger elnätsföretag möjlighet att köpa flexibilitet under de timmar och i de delar av nätet där behovet finns. Marknader och standardiserade produkter har etablerats, och erfarenheter från faktisk handel visar att distribuerade resurser kan aggregeras och bidra med lokal flexibilitet. Samtidigt varierar behoven kraftigt mellan olika nätområden och över tid, vilket innebär att flexibiliteten behöver kunna styras och handlas med lokal och tidsmässig precision.

För elbilsladdning finns särskilda förutsättningar. Vid enkelriktad laddning kan flexibiliteten inte vara större än den laddning som annars skulle ha skett under den aktuella timmen. Eftersom privat elbilsladdning ofta redan är begränsad under nätets höglasttimmar kan den tillgängliga effekten därför vara betydligt lägre än den installerade laddeffekten. För att nå marknadernas minsta budstorlekar kan många laddpunkter därför behöva aggregeras. Dubbelriktad laddning kan kraftigt öka potentialen genom att fordonen även kan mata tillbaka effekt när de är anslutna, men först på några års sikt då tekniken ännu inte är tillräckligt utbredd.

Utvecklingen handlar nu mindre om att skapa nya tekniska gränssnitt för handel och mer om att harmonisera villkoren för deltagande. Gemensamma produkter, avropstider, mätdata och metoder för att fastställa och verifiera leveranser kan minska trösklarna och göra det lättare att använda samma flexibilitetsresurser på flera marknader. För elbilsladdning är framför allt tillförlitliga referensmetoder viktiga, eftersom leveransen måste jämföras med den laddning som skulle ha skett utan aktivering. En ökad harmonisering med regler och metoder på Svenska kraftnäts marknader kan därför göra det enklare att kombinera lokal flexibilitet med andra flexibilitetstjänster.

Samtidigt är lokala flexibilitetsmarknader bara ett av flera sätt att tillvarata lokal flexibilitet. Nätavgifter, bilaterala avtal och andra lösningar kan också bidra, beroende på nätets behov och resursernas förutsättningar. För smart hemmaladdning ser projektet att nätavgifter, och speciellt effektavgifter, blir ett viktigare verktyg för lokal flexibilitet än marknadsdeltagande.

## Det finns ingen självklar plats för smartheten

Projektet visar inte heller någon tydlig utveckling mot att all styrning samlas på en enda plats. Styrningen kan ske i fordonet, laddaren, laddoperatörens eller laddsystemets backend, ett energiledningssystem i fastigheten eller hos en extern tjänsteleverantör eller aggregator. Enkäten till laddaktörer pekar mot att flera av dessa styrvägar kommer att finnas kvar även fram till 2030.

Intervjuerna pekar samtidigt på fördelar med att optimera laddningen tillsammans med andra resurser bakom samma anslutningspunkt. Det finns därför en spänning mellan behovet av en samlad optimering av fastighetens energianvändning och en utveckling där olika marknadsaktörer och tekniska system styr resurser för olika ändamål.

Detta gör interoperabilitet och tydliga gränssnitt centrala. Utvecklingen av bland annat ISO 15118 och nyare versioner av OCPP förbättrar förutsättningarna för informationsutbyte och styrning, och de svarande aktörerna förväntar sig ett betydligt större stöd för nyare standardgenerationer fram till 2030. Standarderna löser däremot olika delar av kommunikationskedjan och innebär inte i sig att hela systemet blir interoperabelt. Enkäten till laddaktörer pekar också mot att utvecklingen snarare innebär fler samverkande system än en enda gemensam styrpunkt.

## Tillgången till data är fortsatt en begränsning

För att optimera laddningen behövs inte bara möjlighet att styra utan även information om vad som kan styras och inom vilka ramar. Uppgifter som fordonets laddstatus, användarens behov och tillgänglig effekt blir viktigare när styrningen blir mer avancerad.

Projektet visar att tillgången till sådan information fortfarande varierar mellan fordon, laddsystem och tekniska plattformar. I vissa fall krävs aktörsspecifika integrationer eller kommersiella samarbeten för att komma åt informationen. Bättre standardiserade och mer förutsägbara möjligheter till datautbyte är därför en viktig förutsättning för att avancerad smart laddning ska kunna skalas.

## Smart laddning kan minska nätpåverkan – men styrsignalen spelar stor roll

Modelleringen i projektet visar att en hög elektrifiering av personbilsflottan inte automatiskt behöver innebära omfattande kapacitetsproblem i lågspänningsnätet. Hur och när elbilarna laddas har stor betydelse för utfallet. Problemen är dessutom geografiskt ojämnt fördelade och kan i många nät uppträda under ett begränsat antal tidsperioder. Det innebär att generella begränsningar av laddningen riskerar att begränsa flexibilitet även under tider och på platser där nätet har tillräcklig kapacitet.

Resultaten visar samtidigt att styrning enbart mot spotpris kan skapa nya samtidiga effekttoppar när många fordon reagerar på samma prissignal. I modelleringen ger gemensam optimering av laddningen utifrån områdets sammanlagda effektuttag betydligt bättre resultat för det lokala nätet. Det visar värdet av styrsignaler och lösningar som tar hänsyn till den gemensamma nätbelastningen, men innebär inte att individuella effektavgifter automatiskt ger samma effekt.

Modelleringen visar därmed på en målkonflikt: styrning som är gynnsam utifrån elpris och balans i det övergripande elsystemet är inte nödvändigtvis optimal för det lokala nätet, och en styrning som begränsar lokala effekttoppar kan samtidigt minska möjligheten att utnyttja perioder med låga elpriser eller leverera flexibilitet till andra delar av elsystemet.

En viktig slutsats är därför att utformningen av prissignaler och styrning har stor betydelse för hur mycket av elbilarnas flexibilitet som kan realiseras. Ambitionen bör vara att begränsa laddningen när nätet faktiskt behöver avlastning och behålla så stor frihet som möjligt under övrig tid.

Samtidigt behöver styrningen ta hänsyn till att utrymmet för flexibilitet varierar mellan användare och över tid. Fordonen behöver kunna laddas med tillräcklig energi när de ska användas, även vid exempelvis långa körsträckor eller korta parkeringstider. På längre sikt finns därför ett behov av lösningar som kan kombinera information om elpris och lokal nätkapacitet med användarnas behov. En väl utformad styrning behöver på så sätt balansera effektivt nätutnyttjande och låga kostnader mot elbilsägarnas möjligheter och frihet att få bilen laddad när den behövs.

## Flexibilitetens värde beror på laddmiljö och tillgänglighet

Analyserna av faktisk laddinfrastruktur visar att stor installerad effekt inte automatiskt innebär stor flexibilitet. Avgörande är i stället hur planerbar resursen är och hur länge effekten kan garanteras. Publik snabbladdning är svår att använda direkt för stödtjänster eftersom laddningen styrs av när

kunderna anländer och hur mycket de behöver ladda. I den analyserade portföljen med 29 publika snabbladdningsanläggningar var den garanterade laddeffekten därför mycket liten, trots en betydligt högre genomsnittlig effekt.

Stationära batterier förändrar förutsättningarna. De kan både göra det möjligt att bygga snabbladdning där nätanslutningen annars är för svag och skapa en planerbar flexibilitetsresurs. Analyserna visar samtidigt att batteriets största värde på den enskilda anläggningen ofta ligger i att kapa effekttoppar och optimera elanvändningen, medan stödtjänster kan ge en kompletterande intäkt när kapacitet finns kvar. Vilken kombination som är mest lönsam beror på bland annat laddmönster, nätanslutning, effektavgift, elpris och eventuell lokal elproduktion.

För AC-laddning utan stationärt batteri är det i stället tiden som fordonen står inkopplade som skapar flexibilitet. Lång parkeringstid i förhållande till laddbehovet ger stort utrymme att flytta laddningen utan att påverka användaren. En långtidsparkering med många samtidigt inkopplade bilar hade därför betydligt bättre förutsättningar än den analyserade bostadsrättsföreningen. Även här är spotprisoptimering och begränsning av effekttoppar en naturlig grund, medan stödtjänster kan läggas ovanpå när volym, planerbarhet och ekonomi motiverar det.

## Värdet avgör vilka lösningar som får genomslag

Att den tekniska förmågan finns innebär inte att den kommer att användas. Intervjuerna visar att utvecklingskostnad, kundernas betalningsvilja och möjligheten att nå tillräckliga volymer är centrala för vilka funktioner som kommersialiseras. Rapporten konstaterar därför att tekniken i sig inte framstår som det största hindret, även om tekniska utvecklingsbehov finns.

Olika former av flexibilitet har också kommit olika långt. Prisoptimering och begränsning av effekttoppar har redan tydliga användningsfall. Deltagande på balansmarknader har utvecklats för vissa typer av resurser, medan affärsmodellerna för lokal flexibilitet fortfarande utvecklas. Samma flexibilitetsresurs kan dessutom potentiellt användas för flera ändamål, vilket innebär att olika marknader och styrsignaler kan konkurrera om resursen.

Det betyder också att mer smart laddning inte nödvändigtvis är liktydigt med mer deltagande på flexibilitetsmarknader. För större och samlade laster, exempelvis depåer, kan marknadsbaserad flexibilitet vara attraktiv. För många mindre resurser kan nätavgifter eller andra former av lokal styrning ge starkare incitament. Vilken lösning som utvecklas kommer därför att bero på var flexibiliteten skapar värde och vem som har möjlighet och incitament att realisera detta värde.

## Regler och standarder förbättrar förutsättningarna, men skapar inte användningen

Regelverket utvecklas snabbt. Krav genom bland annat AFIR och EPBD, utvecklingen av tekniska standarder och kommande förändringar av elmarknadens regelverk skapar bättre förutsättningar för uppkopplad, interoperabel och styrbar laddinfrastruktur. Samtidigt utvecklas reglerna för efterfrågeflexibilitet, aggregering och V2G.

Denna utveckling kan undanröja tekniska och regulatoriska hinder, men den avgör inte vilka tjänster som faktiskt kommer att användas. En laddpunkt kan exempelvis ha teknisk förmåga till smart eller

dubbelriktad laddning utan att funktionen används. Regler och standarder kan därmed skapa förutsättningar för smart laddning, men inte i sig säkerställa att de tekniska möjligheterna omsätts i faktisk användning.

## Användaren sätter de yttersta ramarna

Elfordon är i första hand transportmedel. Den flexibilitet som kan erbjudas beror därför på när fordonet är anslutet, hur mycket energi som behövs och när användaren behöver fordonet igen. Smart laddning behöver fungera inom dessa ramar.

När systemen blir mer avancerade bör detta samtidigt inte innebära att användaren behöver förstå eller själv hantera fler marknader och prissignaler. Tvärtom pekar projektets resultat mot ett ökat behov av automatisering. Tjänsterna behöver kunna hantera komplexiteten i bakgrunden samtidigt som användaren kan ange relativt enkla behov och villkor.

Automation är dock inte hela svaret. Det är också viktigt att ekosystemets aktörer förstår varandras perspektiv och komplexiteten för att ta fram dessa tjänster åt kunderna.

## Utvecklingen behöver få mogna

V2G:s långsiktiga betydelse är fortfarande osäker, men den potentiella resursen är mycket stor. En elektrifierad svensk personbilsflotta representerar hundratals GWh batterikapacitet som primärt har investerats i för transportändamål. Att kunna tillgängliggöra även en begränsad del av denna kapacitet för elsystemet skulle därför kunna få stor betydelse.

Hur stor del av denna potential som faktiskt kan användas beror dock på fordonens tillgänglighet, tekniska förutsättningar och kostnaderna för att tillgängliggöra flexibiliteten. V2G behöver också vara ekonomiskt konkurrenskraftigt i förhållande till andra lösningar, exempelvis stationära batterier. Det är därför ännu osäkert vilka användningsfall som kommer att realiseras.

Sammantaget visar projektet att förutsättningarna för mer avancerad smart laddning i stor utsträckning redan finns eller håller på att utvecklas. Grundläggande styrbarhet är väl utbredd bland de aktörer som deltagit i studien, nyare standarder väntas få större genomslag och regelverket rör sig mot större krav på uppkoppling, interoperabilitet och flexibilitet. Samtidigt finns fortfarande frågor kring integration, data, marknadsdesign, ansvarsfördelning, affärsmodeller och användning.

Utvecklingen bör därför inte ses som en enkel teknisk övergång där mer avancerade funktioner automatiskt får genomslag när tekniken blir tillgänglig. Olika lösningar behöver prövas, affärsmodeller behöver utvecklas och aktörernas roller och ansvar behöver hitta former som fungerar i praktiken. Vissa lösningar kommer sannolikt att etableras, andra förändras eller ersättas när marknaden mognar.

**Riktningen är tydligare än slutformen.** Elfordon kommer i ökande grad att kunna styras och samspela med energisystemet, men exakt hur styrningen organiseras, vilka aktörer som utför den och vilka användningsfall som skapar störst värde är fortfarande under utveckling.

## 14.3 Policyförslag

Resultaten från Smart laddning 2.0 visar att den tekniska förmågan att styra elbilsladdning redan är relativt väl utvecklad, men att möjligheterna ännu inte utnyttjas fullt ut. Flera barriärer som hindrar en ökad integration mellan elsystemet och transportsektorn kvarstår också, där fordonens flexibilitet ännu inte enkelt kan komma till nytta i elsystemet.

Hur laddningen styrs, vilka signaler den reagerar på och var flexibiliteten finns har stor betydelse för utfallet. Elsystemets aktörer behöver därför förbättra sina färdigheter i att använda efterfrågeflexibilitet och utforma bättre styrsignaler till slutkunderna. Samtidigt behöver staten undanröja hinder som försvårar användningen av tillgänglig flexibilitet. Mot denna bakgrund identifierar projektet fyra områden för fortsatt policyutveckling.

### Policyförslag 1. Utveckla nätavgifter som främjar faktisk nätnytta

Utformningen av nätavgifter har stor betydelse för hur smart laddning påverkar elnätet. Projektets modellering visar att styrning mot en gemensam effektavgift kan minska den sammanlagda nätbelastningen, medan individuell optimering mot samma prissignal i vissa fall kan skapa nya samtidiga effekttoppar. Liknande slutsatser framkommer i rapporten Energigemenskaper som stöttar elnätet[55], där gemensam optimering sänker effekttoppen mer. Samtidigt framkommer i studien att effektavgiften får stort genomslag både på kostnaden för laddning och möjligheten för smart laddning att delta med explicit flexibilitet.

För att ta smart laddning mot effektavgift från att vara en kostnadsoptimering för elanvändaren (steg 2 i trappan) till en optimering som också ger nytta för elsystemet (steg 3 i trappan) krävs en mer dynamisk utformning av effektavgiften. Utformningen behöver också ge frihet till annan optimering i smart laddningstrappan när kapaciteten i elnätet inte är begränsad.

I Energimarknadsinspektionens pågående arbete med effektavgifter bör därför särskild hänsyn tas till hur avgifternas utformning påverkar den sammanlagda belastningen på elnätet och möjligheten till smart laddning. Möjligheterna att bättre spegla lokala och tidsmässiga nätbegränsningar bör undersökas, liksom förutsättningarna för kollektiva effektavgifter eller andra styrsignaler som premierar samordnad flexibilitet. Utformningen behöver samtidigt beakta kostnadsriktighet, likabehandling och konsekvenserna för övriga nätkunder.

### Policyförslag 2. Ge elfordon marknadstillträde genom oberoende aggregering

Aggregering är en viktig förutsättning för att flexibilitet från många mindre laddresurser ska kunna tillgängliggöras för elsystemet. Alla EU:s medlemsländer ska implementera oberoende aggregering för att ge slutkunder större tillträde till elmarknaderna. Den svenska implementeringen haltar dock även om den formella uppdelningen mellan leverantörer av balanstjänster (BSP) och balansansvariga parter (BRP) har genomförts av Svenska kraftnät. Den avsedda rollfördelningen behöver också fungera fullt ut i praktiken för att smart laddning ska kunna nå relevanta volymer, visar våra analyser av användningsfall.

[55] Power Circle & Tyréns (2026). *Energigemenskaper som stöttar elnätet.* https://energiforsk.se/rapporter/energigemenskaper-som-stottar-elnatet/

Det är därför viktigt att fullfölja genomförandet av BSP-rollen och säkerställa att oberoende flexibilitetsleverantörer kan aggregera och tillgängliggöra distribuerade resurser på alla relevanta el- och flexibilitetsmarknader, med tydliga regler för marknadstillträde, mätning, verifiering och avräkning. Regelverken bör så långt möjligt underlätta för samma resurser att användas för olika tjänster, samtidigt som dubbelräkning och motstridiga åtaganden förhindras.

### Policyförslag 3. Kravställ interoperabilitet och stöd gemensam testning

Öppna standarder och gemensamma kommunikationsgränssnitt är grundläggande för att smart laddning ska kunna utvecklas utan att användare och tjänsteleverantörer blir beroende av enskilda tillverkares system. EU-krav på standarder som ISO 15118, tillsammans med exempelvis OCPP och OpenADR, skapar viktiga förutsättningar för informationsutbyte och samordning mellan fordon, laddutrustning och styrsystem.

Staten och berörda offentliga aktörer bör ställa relevanta och teknikneutrala krav på interoperabilitet vid stödgivning och upphandling, med utgångspunkt i gemensamma europeiska standarder. Samtidigt bör oberoende, branschgemensam testning av interoperabilitet på systemnivå stödjas, särskilt för mer avancerade funktioner som V2G. Att enskilda produkter uppfyller en standard garanterar inte att hela system fungerar tillsammans. Gemensamma tester kan identifiera brister, bidra till tydligare tillämpning av standarder och minska risken för inlåsning. Särskilt viktigt är att säkerställa tillgång till relevanta data och möjligheten att samordna styrningen utifrån användarens behov, elpris och lokal nätkapacitet.

### Policyförslag 4. Implementera regelverk och undanröj hinder för V2G

Dubbelriktad laddning kan på längre sikt göra fordonsbatterier till en betydande resurs för elsystemet. Eftersom batterierna i första hand investeras i för transportändamål finns en potentiell kostnadsfördel jämfört med att bygga motsvarande lagringskapacitet enbart för energitjänster. Samtidigt medför V2G merkostnader och begränsningar kopplade till bland annat laddutrustning, kommunikation, aggregering, tillgänglighet och batterianvändning.

Regelverk för bland annat mätning, avräkning och nätavgifter bör därför ses över för att identifiera och undanröja omotiverade hinder för dubbelriktad laddning, utan att en viss teknik ges företräde framför andra flexibla lösningar.

Samtidigt pågår utveckling av lagstiftning och nätföreskrifter på EU-nivå som behöver omsättas i svensk lag och implementeras av svenska aktörer för att ge förutsättning för mer smart laddning och efterfrågeflexibilitet. Det handlar exempelvis om EU:s kommande regelverk för efterfrågeflexibilitet *(Netwok Code on Demand Response, NC DR)* och tillägget om V2G i EU-förordningen om krav för nätanslutning av produktionsanläggningar (*RfG*). För att ge förutsättningar för mer avancerad smart laddning bör dessa regelverk implementeras skyndsamt.

**Sammantaget** pekar förslagen mot behovet av styrsignaler som bättre speglar elsystemets faktiska behov, lägre trösklar för att tillgängliggöra flexibilitet och teknikneutrala förutsättningar för fortsatt utveckling. Målet bör vara att den flexibilitet som redan finns i laddinfrastrukturen och fordonsflottan kan användas där den skapar störst nytta, utan att användarnas transportbehov eller elsystemets långsiktiga effektivitet åsidosätts.