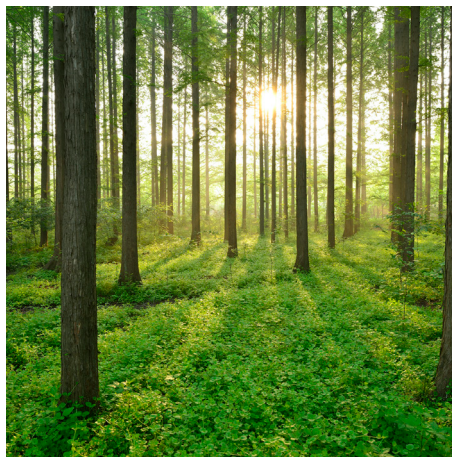
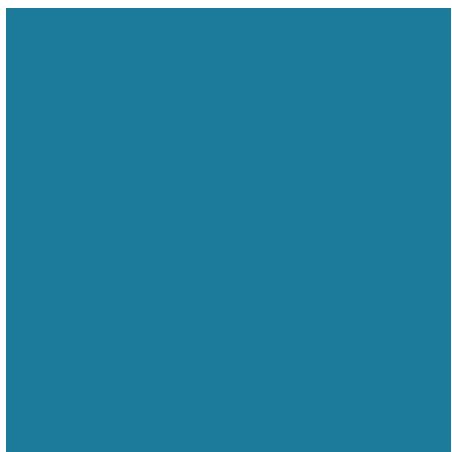


PÅVERKAN PÅ ELSYSTEMET OCH ELNÄTET AV EN STORSKALIG ELEKTRIFIERING AV FORDONSFLOTTAN

RAPPORT 2023:966



ETT ELSYSTEM FÖR ELFORDON



Påverkan på elsystemet och elnätet av en storskalig elektrifiering av fordonsflottan

Ett elsystem för elfordon

MARIA TALJEGÅRD, THERESE LUNDBLAD & YUKI KOBAYSHI, CHALMERS
EMIL NYHOLM & PETER BLOMQVIST, PROFU

ISBN 978-91-89919-37-2 | © Energiforsk december 2024

Energiforsk AB | Telefon: 08-677 25 30 | E-post: kontakt@energiforsk.se | www.energiforsk.se

Förord

Forskningsprojektet Ett elsystem för elfordon har som syfte att ta ett helhetsgrepp om den förväntade elektrifieringen av fordonsflottan och dess inverkan på elsystemet. Både på nationell och EU-nivå finns mål att göra transportsektorn oberoende av fossilt bränsle, och detta innebär en omställning som erbjuder både möjligheter och utmaningar. I det delprojekt som presenteras i denna rapport, arbetspaket 3, ligger fokus på att analysera påverkan från en elektrifiering av transportsektorn på elsystemet och elnätet.

Totalt består ramprojektet av fem arbetspaket (AP), varav detta är AP3:

- AP1 Prognoser och scenarier
- AP2 Kartläggning och nulägesbeskrivning
- **AP3 Elsystem och elnät**
- AP4 Åtgärder och lösningar
- AP5 Syntes och rekommendationer

Detta arbetspaket har utförts av Chalmers tekniska högskola och Profu. Övriga utförare i ramprojektet är Power Circle, Sweco och Handelshögskolan vid Göteborgs universitet. Samtliga utförare bidrar med värdefull feedback och information även i arbetspaket där de inte har huvudansvaret.

Även programmets styrgrupp har varit delaktiga och behjälpliga med inspel och kommentarer. I styrgruppen ingår följande organisationer: Energimyndigheten, Svenska kraftnät, Ellevio, Elinorr, Kraftringen, Region Skåne, Öresundskraft, Göteborg energi, Skellefteå kraft, Tekniska verken, Energiföretagen Sverige, Jönköping energi, Transportföretagen, Volkswagen, Checkwatt, Umeå energi elnät, Volvo Cars, Luleå Energi, Mölndal energi, Nässjö Affärsverk Elnät AB, Oxelösund energi, Skövde energi, Södra Hallands kraft, Trollhättan energi, DEFA, Karlstads el och stadsnät, Krafthem, Siemens, Batteryloop, Einride.

Stockholm, augusti 2024

Madelene Danielzon Larsson

Programansvarig, Energiforsk

Här redovisas resultat och slutsatser från ett projekt inom ett forskningsprogram som drivs av Energiforsk. Det är rapportförfattaren/-författarna som ansvarar för innehållet.

Sammanfattning

I denna rapport redovisas resultat från analyser av påverkan från en elektrifiering av transportsektorn på elsystemet och elnätet. Resultaten som presenteras bygger främst på resultat från två olika modeller, Multinode, en investerings- och dispatchmodell för norra Europas elsystem, och REGAL, en elnätsmodell. REGAL utvecklades inom projektet för att analysera hur en utbredd elbilsaddning i Sverige påverkar lågspänningsnätet (400V). Analyser och resultat i projektet baseras också på loggningen av 220 privatägda elbilar via det s.k. OBD-uttaget. Elbilsägarna är fördelade över hela Sverige, mellan stad och landsbygd, olika bilmodeller och batteristorlekar och med elbilsägare av olika kön och åldrar. Modelleringen visar att en elektrifiering av transportsektorn kan öka effektbehovet i Sverige under toppeffekttimmen med ca 5 GW till 2045 (från 39 GW till 44 GW), antaget att elbilarna laddas oplanerat. Investering i vind- och solkraft är kostnadsoptimalt oavsett laddstrategi, men styrning av laddning (med eller utan V2G) kan minska behovet av investeringar i lagringskapacitet så som stationära batterier och vätgaslager.

Av de loggade elbilarna har över hälften av deltagarna möjlighet att styra sin laddning och utnyttjar det regelbundet, tex. mot låga elpriser. Många har en hög batterinivå när de kommer hem och parkerar (dvs. ett stort batteri i förhållande till den dagliga körsträckan) vilket ger möjligheter för återmatning av el till elnätet under kritiska timmar på kvällen. Acceptansnivån hos deltagarna i studien visar också att det finns en potential för styrning av laddning och V2G mot en ekonomisk kompensation. I dagsläget är det dock nästan ingen som har tekniska möjligheter för V2G.

Modellering med REGAL visar att problemen i lågspänningsnätet först ökar i en långsam rakt, men sedan allt snabbare när andelen elbilar i fordonsflottan ökar. De flesta glest befolkade områdena i Sverige får dock få problem. Störst problem med elbilsaddning återfinns i tätbefolkade områden, främst med överbelastade transformatorer. Oplanerad laddning ger främst problem under kvällstid på vintern då det korrelerar med annan hushållslast. Modelleringen visar att optimerad laddning mot elpris kan skapa nya effekttoppar, främst dagar då det blåser mycket vilket innebär att de blir utspridda under olika tidpunkter på året. En laddstrategi där elbilsägare styr sin laddning mot både ett lågt elpris och en lokal nättariff innebär stor potential för elbilar att bidra med flexibilitet till elsystemet. Därmed förbättras elbilarnas möjlighet att integreras i det lokala elnätet så att behovet av att förstärka elnätet minskar.

Denna rapport tar bara upp en del av allt som är möjligt att analysera med modellerna och den insamlade elbilsdatan. I framtida studier vill vi exempelvis fördjupa oss i vilka typer av områden som får problem med elbilar – dvs. vad påverkar mer än bara befolkningstäthet som vi konstaterat hittills. Vi har också ambitionen att gå in mer i detalj på åtgärder som kopplar till problemens magnitud.

Nyckelord

Elnät; modellering; elsystemet; 2045; styrning av elbilsaddning; vehicle-to-grid

Summary

This report presents the results of analyses on the impact of electrifying the transport sector on the power system and grid. The results presented are primarily based on findings from two different models: Multinode, an investment and dispatch model for Northern Europe's power system, and REGAL, a grid model. REGAL was developed within the project to analyze how widespread electric vehicle (EV) charging in Sweden affects the low-voltage grid (400V). The analyses and results in the project are also based on data logging from 220 privately owned electric vehicles via the so-called OBD port. The EV owners are distributed across Sweden, between urban and rural areas, different car models and battery sizes, and among EV owners of different genders and ages. The modeling shows that electrifying the transport sector could increase power demand in Sweden during peak hours by approximately 5 GW by 2045 (from 39 GW to 44 GW), assuming the EVs are charged without planning. Investment in wind and solar power is cost-optimal regardless of the charging strategy but managing charging (with or without V2G) can reduce the need for investments in storage capacity such as stationary batteries and hydrogen storage.

Of the logged EVs, over half of the participants have the ability to manage their charging and regularly do so, for example, to take advantage of low electricity prices. Many have a high battery level when they come home and park (i.e., a large battery relative to their daily driving distance), which provides opportunities for feeding electricity back into the grid during critical evening hours. The acceptance level among the study participants also shows that there is potential for managed charging and V2G in exchange for financial compensation. However, at present, almost no one has the technical capability for V2G.

Modeling with REGAL shows that problems in the low-voltage grid initially increase slowly but then accelerate as the proportion of EVs in the vehicle fleet rises. However, most sparsely populated areas in Sweden encounter few issues. The greatest challenges with EV charging are found in densely populated areas, primarily with overloaded transformers. Unplanned charging mainly causes problems during evening hours in winter when it coincides with other household loads. The modeling indicates that optimized charging based on electricity prices could create new power peaks, especially on windy days, spreading these peaks throughout the year. A charging strategy where EV owners manage their charging based on both a low electricity price and a local network tariff offers significant potential for EVs to contribute flexibility to the power system. This, in turn, improves the integration of EVs into the local grid, reducing the need for grid reinforcement.

This report only covers a portion of what can be analyzed using the models and the collected EV data. In future studies, we aim to delve deeper into the types of areas that encounter problems with EVs—i.e., what factors, beyond population density, influence this, as we have identified so far. We also plan to explore in more detail the measures related to the magnitude of these problems.

Innehåll

1	Om arbetspaketet	7
2	Kör- och laddmönster	8
2.1	Personbilar	8
2.2	Lastbilar	11
3	Metod- och modellbeskrivning	17
3.1	Multinode – Integrering av elfordon i Europas elsystem	17
3.2	REGAL – Lågspänningsmodell för Sverige	20
4	Transporters påverkan på elsystemet	24
4.1	Energi och effektbehovet	24
4.2	Investeringar i ELSYSTEMET	26
4.3	Elbilarnas bidrag med flexibilitet	27
4.4	Påverkan på systemkostnad och elpris	29
4.5	Elbilars bidrag med kapacitet	30
4.6	Slutsatser	31
5	Elbilars påverkan på lokala elnätet	32
5.1	Hur stora problem uppstår med Elbilsladdning?	32
5.2	När i tid uppstår problem vid Elbilsladdning?	36
5.3	Fortsatta studier	37
6	Potentialen för att styra laddningen hos elbilsägarna	39
7	Referenslista	45

1 Om arbetspaketet

Ett elsystem för elfordon är ett branschöverskridande forsknings- och samverkansprojekt, som har fokus på samspelet mellan elsystemet och elektrifieringen av fordonsflottan ur ett lokalt, regionalt och nationellt perspektiv. Arbetspaket 3 har som mål att analysera hur en storskalig elektrifiering av fordonsflottan kan integreras i elsystemet och elnätet. Arbetspaket 3 bygger på resultat och slutsatser från arbetspaket 1 med scenarier för fordonsflottans utveckling till 2030 och arbetspaket 2 som kartlagt tekniska aspekter gällande elfordon och laddinfrastruktur.

I arbetspaket 3 har vi kartlagt dagens körmönster för både personbilar och lastbilar. Vi har analyserat när, hur och var fordonen behöver ladda utifrån tidigare insamlad och tillgänglig kör- och ladd-data. Men vi har också under 2023 samlat in nya data från elbilar i Sverige och skapat en unik databas av kör- och laddningsdata från 220 elbilar. Laddprofiler har tagits fram i arbetspaketet för individuella fordon och för den totala fordonsflottan över dygnet, givet olika scenarier för elektrifiering och laddstrategier. Laddprofilerna har sedan använts för att analysera med hjälp av modellering fordonsflottans påverkan på elsystemet och elnätet.

Arbetspaketet har också haft som fokus att modellera hur elsystemet och elnätet påverkas på nationell, regional och lokal nivå av olika omfattningar av elektrifiering inom transportsektorn och av olika laddstrategier. I arbetspaketet har vi analyserat hur stor andel av transportsektorn som kan elektrifieras med utgångspunkt från dagens elsystem och elnät. Vi har påbörjat arbetet med att identifiera var och i vilken omfattning det finns flaskhalsar i de lokala elnäten som kräver nätförstärkning vid en storskalig elektrifiering.

I modelleringen har fokus varit på en elektrifierad transportsektor, men det är också viktigt att ta med hela elproduktionssystemets utveckling, med exempelvis en ökande andel intermittent elproduktion och elektrifiering inom andra sektorer. Till exempel om transportsektorns elektrifiering underlättas eller försvåras av en motsvarande elektrifiering inom industrin och andra sektorer liksom utav den snabba utbyggnaden av väderberoende kraftproduktion.

I arbetspaketet har vi utvecklat en unik modell för att kunna analysera hela lågspänningsnätet i Sverige. Analyserna i arbetspaketet svarar på vilka möjligheter som finns med olika laddstrategier och hur energisystemet kan utvecklas på ett resurseffektivt sätt för att möta en storskalig introduktion av elfordon i kombination med omställningen av elsystemet och en förändrad efterfråga på el också inom andra sektorer.

2 Kör- och laddmönster

2.1 PERSONBILAR

Analyser och resultat i projektet baseras på data från två insamlingskampanjer där personbilar har loggats med hjälp av GPS. En första kampanj som genomfördes mellan 2010–2012 på fossildrivna fordon och en andra kampanj som startade under 2023 (och pågår vid skrivandet av rapporten).

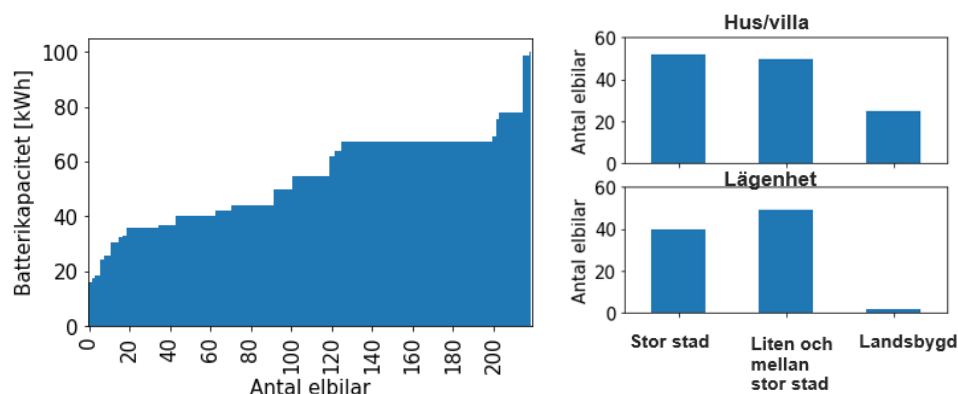
Den första kampanjen genomfördes mellan åren 2010 och 2012, då lite mer än 400 fossildrivna personbilar loggades. Personbilarna var slumpvist utvalda i Västra Götalandsregionen. Bilarna var representativa med avseende på flera parametrar, så som, årlig körsträcka, inkomstnivå, kön, ålder, etc. För mer än 10 år sedan fanns det dock mycket få elbilar i Sverige jämfört med idag. Vid årsskiftet 2022/2023 stod elbilarna för ca 4% av antalet personbilar i Sverige och ca 43% av nybilsförsäljningen i september 2023.

En detaljerad kunskap om hur elbilar körs- och laddas har saknats för att kunna göra analyser på hur elbilar påverkar elnätet. Vi har därför samlat in nya data från 220 slumpvist utvalda elbilar i Sverige under ett års tid (år 2023). Loggningen av data har skett genom att elbilsägarna fått installera en enhet i det s.k. OBD-uttaget. Elbilsägarna är fördelade över hela Sverige, mellan stad och landsbygd, olika bilmodeller och batteristorlekar och med elbilsägare av olika kön och åldrar. Data som kontinuerligt loggas från elbilarna är bland annat:

- Körsträcka och energiförbrukning
- Laddenergi och laddeffekt
- Tidpunkt för laddningen och laddningens längd
- SOC (laddnivån) på batteriet

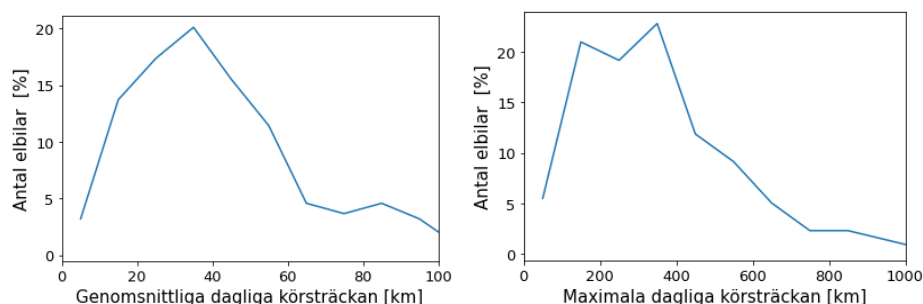
Insamlingen av kör- och laddningsdata har också kompletterats med en enkätundersökning utskickad till samma 220 elbilsägare. I undersökningen ställdes 56 frågor för att samla in mer information om elbilsägarna, deras elbil, tillgången till laddinfrastruktur och deras elbilsanvändning. Vi har nu påbörjat att analysera den insamlade elbilsdatan och svaren på enkäten. Resultat från analysen presenteras i detta avsnitt (2.1) och i kapitel 6 som heter "Potentialen för styrning av elbils-laddning". En uppföljande enkät kommer att skickas ut till elbilsägarna efter att de deltagit i studien med sin bil under ett års tid.

I studien deltar elbilar med olika batteristorlek, från 15 kWh till 100 kWh (se figur 2.1), där den vanligaste batteristorleken är 60 kWh. Årsmodellerna varierar också där den äldsta är från 2014 och den nyaste är från 2023, medan median bilen är årsmodell 2021. Ungefär 30% av de medverkande bor i lägenhet och 70% bor i hus/villa. Den geografiska fördelningen är relativt jämn mellan landsbygd, storstad, och liten eller mellanstor stad, se figur 2.1.

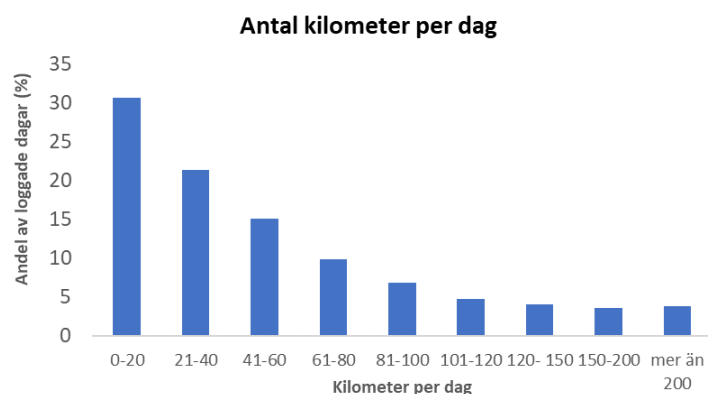


Figur 2.1: Antal elbilar i studien med respektive batterikapacitet (vä) och antal elbilar fördelade på alternativen villa eller lägenhet, samt tätortsgrad (storstad, liten och mellanstor stad, landsbygd) (hö).

Den genomsnittliga dagliga körsträckan för alla inkluderade personbilar är ca 35 km per dag, men varierar mellan 5 km och 100 km för enskilda bilar som visas i figur 2.2. Den genomsnittliga körsträckan om 35 km motsvarar ett dagligt laddbehov på ca 7 kWh och en total laddtid på ca 1 timme per dag om vi antar en laddeffekt på 7 kW. Figur 2.3 visar andel av de loggade dagarna och kilometer per dag. Där framgår det tydligt att de flesta pendlar ett par mil per dag.

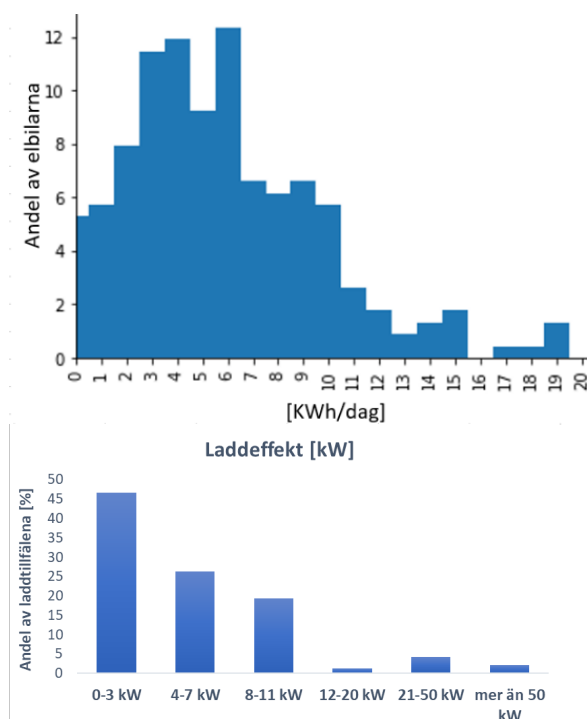


Figur 2.2: Genomsnittliga dagliga körsträcka (vänster) och maximal daglig körsträcka (höger).



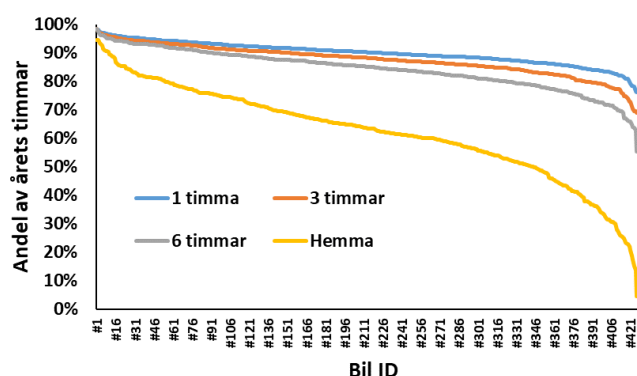
Figur 2.3: Andel av de loggade dagarna med olika dagliga körsträckor.

Figur 2.4 visar hur mycket el som laddas i genomsnitt per dag för olika andel av elbilarna (övre) och den genomsnittliga laddeffekten per laddningstillfälle (nedre). Elbilarna laddar mestadels med en laddeffekt på mellan 3–7 kW, vilket visar att den mesta av laddningen är så kallad "långsam" laddning vid bostaden. Laddenergin som behöver laddas per dag är för det mesta mindre än 7 kWh/dag, vilket resulterar i en laddtid på ca 1–2 timmar per dag för de flesta.



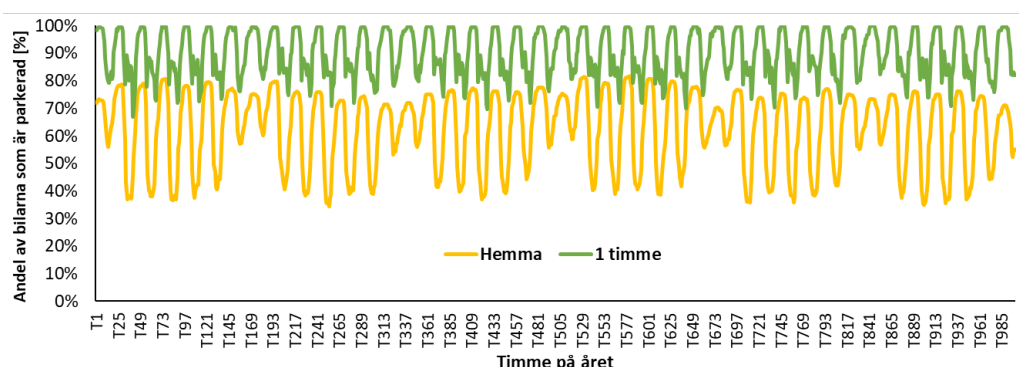
Figur 2.4: Andel av elbilarna som laddar med olika genomsnittlig laddenergi per dag i kWh (övre) och andel av laddtillfällena med olika genomsnittlig laddeffekten i kW (nedre).

Det skiljer sig också stort mellan olika bilar hur lång tid bilen står parkerad under året. I figur 2.5 kan vi se att vissa bilar står parkerade nästan alla timmar medan andra bilar står parkerad mycket mindre. I stort sett alla bilar står dock parkerade mer än 70% av tiden under minst 3 timmar (figur 2.5).



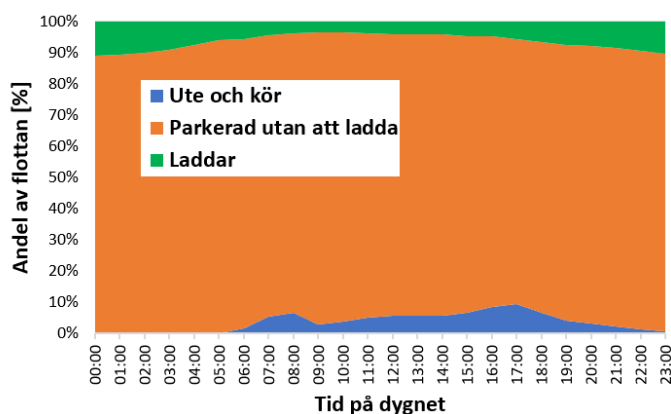
Figur 2.5: Andel av årets alla timmar som elbilarna står parkerade på en parkering som är längre än 1 timma, 3 timmar, 6 timmar och hemma.

Figur 2.6 visar andelen av flottan som står parkerad på en parkering som vara längre än en timma under en viss timma på året. Figur 2.6 visar också samma sak men hur stor andel av flottan som står parkerad hemma en viss timma på året. Dock har vi inte data på om bilarna är inkopplade till laddinfrastruktur utan bara om de är parkerade. I figur 2.6 kan vi se att det är alltid minst 30% av personbilsflottan som står parkerad på sin bostadsadress oavsett tidpunkt på dygnet. Dessutom är minst 70% av flottan parkerad på en parkering som är minst 1 timma lång oavsett tidpunkt på dygnet (figur 2.6). Det visar att det finns potential att utnyttja bilarna till V2G både hemma och på andra platser under alla dygnets timmar.



Figur 2.6: Andel av de loggade bilarna som står parkerad hemma (gult) och på en parkering som är minst 1 timma (grönt) under en mätperiod om 1000 timmar.

Figur 2.7 visar hur stor andel av flottan av elbilar är (1) ute och kör, (2) står parkerad utan att ladda och (3) laddar under ett genomsnittligt dygn. Föga förvånande visar även denna figur att en stor andel av flottan står parkerad stora delar av dygnet.



Figur 2.7: Sannolikheten att en bil är parkerad över ett dygn.

Läs mer om elbilsloggningen och analyser av data i Kobayashi m.fl., (2024).

2.2 LASTBILAR

Med den loggning som genomförts finns nu god tillgång till kör- och laddmönster för privatägda elbilar. För data som samlats om lastbilars körmönster råder det

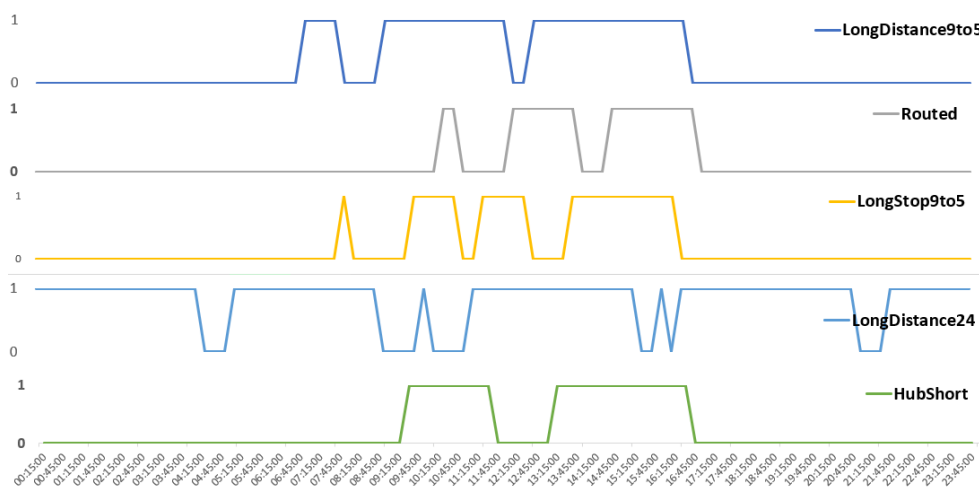
däremot stor sekretess kring. Både Volvo AB och Scania loggar alla sina lastbilar och står tillsammans för mer än 80% av marknaden i Sverige. Men de kan inte lämna ut rådata på grund av GDPR. Geotab är ett företag som dagligen loggar flera miljoner fossildrivna lastbilar i USA, Kanada och Europa. Från Geotab har vi fått tillgång till aggregerade lastbilsdata från ett antal tusen loggad fossildrivna lastbilar i Texas. Datan är klustrad till fem kategorier där lastbilarna inom varje kategorierna har liknande körmönster med avseende på när de står parkerade och hur långt de kör per dag (se tabell 2.1 för en beskrivning av de fem kategorierna). Vi har fått tillgång till data för en månad (februari) bestående av:

- Längd och tidpunkt för det längsta, näst längsta och tredje längsta stoppet per dag
- Genomsnittlig daglig körsträcka
- Genomsnittligt antal stopp per dag
- Andel av fordonsflottan som är parkerad per timma

Tabell 2.1: Beskrivning av lastbils kategorier som använts i denna studie och antaganden kring energiförbrukning, daglig körsträcka och körtid per dag.

	Beskrivning	Energi- förbrukning (kWh/km)	Daglig körsträcka (km)	Körtid per dag (timmar)
LongDistance9to5	Kör en längre sträcka per dag mellan 9 och 5, mesta dels motorväg	1.1	372	6
Routed	Kör en viss rutt varje dag med många kortare stopp	0.9	160	4
LongStop9to5	Kör mesta dels mellan 9 och 5 med flera längre stopp på olika destinationer	1.1	200	8
LongDistance24	Kör en längre sträcka per dag även nattetid, mesta dels motorväg	1.1	1080	18
HubShort	Kör mellan två olika depåer	0.7	300	6

För alla fyra punkterna ovan har vi också fått data på hur fördelningen ser ut för flottan inom varje kategori. Baserat på data ovan har William Huynh i sitt examensarbete på Chalmers konstruerat sannolika körprofiler för de fem lastbilskategorierna, se figur 2.8 (Huynh, 2023).



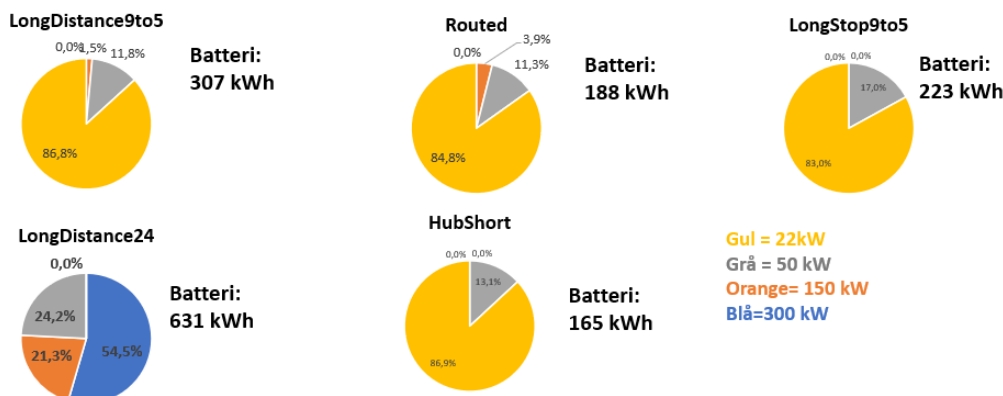
Figur 2.8: Ett dygns genomsnittliga körprofiler för fem lastbils kategorier som tagits fram utifrån aggregerad loggad lastbilsdata från Geotab. 1 = kör, 0 = parkerad.

Hyunh (2023) skapade också en kostnadsoptimerande modell för att ta fram laddprofiler utifrån körprofilerna i figur 2.8. Modellen tar hänsyn till följande i kostnadsoptimeringen; (1) kostnaden för att ladda på laddstationer och depå med olika laddeffekt, se Tabell 2.2; och (2) batterikostnad som är satt till 1320 kr/kWh. Modellen optimerar storleken på batteriet ihop med valet av laddeffekt och tidpunkt för laddningen utifrån körprofil och laddkostnad.

Tabell 2.2. Kostnad att ladda med olika laddeffekt.

Laddeffekt (kW)	Kostnad (kr/kWh)
22	1,5
50	1,8
150	2,5
350	3,7
500	4,2
100	6,0

Figur 2.9 visar hur modellen väljer att fördela laddningen på olika laddeffekter och batteristorlek för de fem lastbils kategorierna. I figur 2.9 framgår det tydligt att för alla kategorier utom "LongDistance24" laddas över 80% av batteriet med en laddeffekt på 22 kW och resten, ca 20%, med 50 kW. Det är bara "LongDistance24", en kategori där lastbilen kör flera skift och endast står parkerad 6 timmar per dygn, som behöver ladda med 150 kW eller mer. Resultatet från modelleringen visar att batteristorleken varierar mellan 188 kWh och 631 kWh, där "LongDistance24" har klart störst batterikapacitet. Alla storlekar kan anses vara rimliga för sin kategori av lastbil. Vi har testat med olika kostnader för laddeffekt men modellen väljer ändå i huvudsak de lägre laddeffekterna (22 kW och 50 kW).

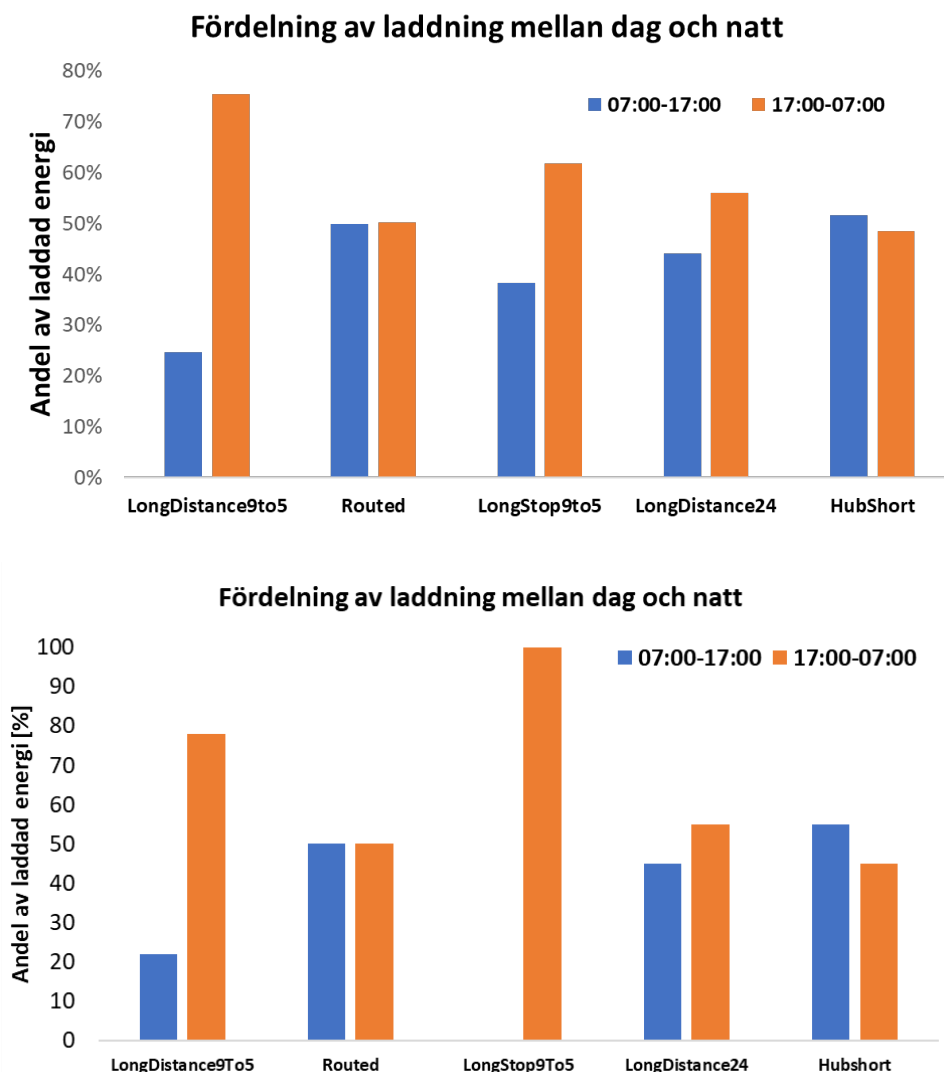


Figur 2.9: Fördelningen av laddeffekt och batteristorlek i modellen för fem lastbils kategorier.

Utifrån laddprofilerna kan vi också se att lastbilarna laddar främst i depån nattetid samt tilläggsaddar ibland under det längre stoppet dagtid. Figur 2.10 visar hur laddningen fördelar sig på dagen/arbetstid (dvs. kl. 07–17) och utanför arbetstid/natten (kl. 17–07). I den övre figur 2.10 är kostnaden för att ladda densamma oavsett tidpunkt på dygnet. Medan kostnaden i figur 2.10 nedre är marginellt högre kostnad vid laddning under dagtid.

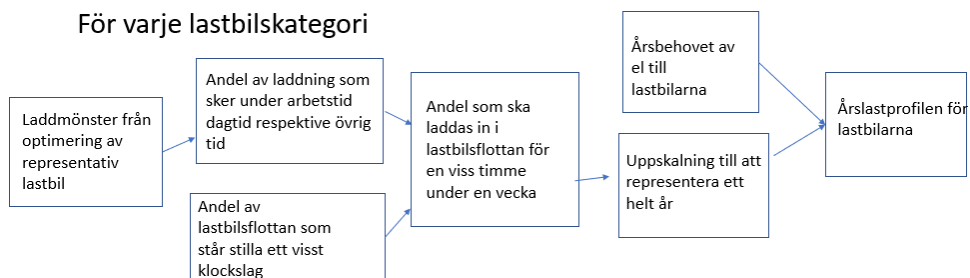
Vi kan utifrån figur 2.10 konstatera att det skiljer sig åt mellan lastbils kategorierna. Kategorierna som kör längre laddar generellt mer nattetid (förutom LongDistance24 som laddar på de flesta av sina stopp). Utan extra incitament för att ladda nattetid sker som förväntat ungefär hälften av laddningen nattetid, medan ca 70% av laddningen sker nattetid i depån vid en marginellt högre kostnad dagtid. Resultatet är i linje med det som Volvo AB presenterat av analyser av körmönster för deras lastbilar.

Vi har, liksom Volvo AB, inte tagit hänsyn till att eldrivna lastbilar kanske inte kommer ha samma körmönster som dagens fossildrivna lastbilar. En eldriven lastbil är tystare och har potential att köra mer i städer kvälls- och nattetid om det skulle vara önskvärt. Investeringskostnaden är högre medan rörliga kostnaden per km är lägre för en ellastbil, jämfört med en fossildriven lastbil, vilket ökar incitamentet att maximera tiden som varje lastbil är rullande. Vi har endast analyserat aggregerade profiler och den optimala batteristorleken och laddprofilen beror på fler saker än bara körprofilen. Exempelvis beror det också på vart stoppen sker, tillgång till laddning där stoppen sker under dagen, utnyttjandegrad på laddare påverkar kostnaden för laddning. Värt att notera är att ett "ToR-fordon" kan enklare ha tillgång till laddning på alla sina stopp medan kategorin "Routed" kanske inte kan ha laddning mer än i depån. Kategorin Routed behöver samordna laddningen med andra fordon som behöver ladda på samma geografiska plats för att kostnaden för laddinfrastrukturen per laddtillfälle ska bli lägre.

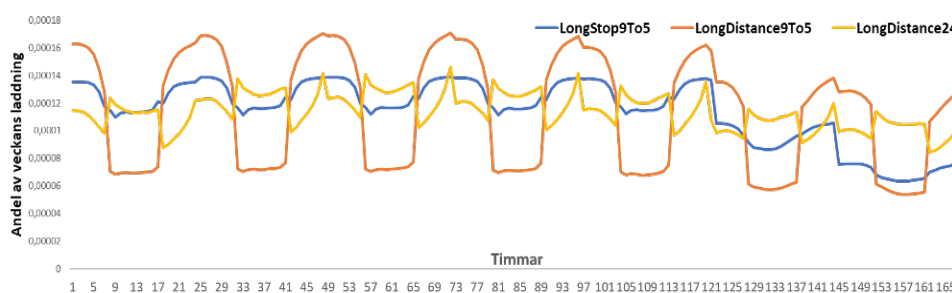


Figur. 2.10: Fördelningen av mängden laddad energi mellan dagen (07:00-17:00) och natten (17:00-07:00). I den övre figuren kostar det exakt lika mycket oavsett tid på dygnet, medan i den nedre figuren kostar det marginellt mer att ladda dagtid.

Vi har också tagit fram en årsprofil för aggregatet av lastbilarna i varje lastbilskategori. Detta har gjorts baserat på resultat från modelleringen av de individuella körprofilerna, så som att använda laddmönster och hur stor andel av laddning som sker vid olika tider på dygnet. I flödesschemat nedan kan man följa alla steg för att skapa årslastprofilerna.



Illustrationen ovan visar hur lastprofilen ser ut under en veckas tid för tre av de fem lastbilskategorierna. Här har vi använt den fördelningen mellan arbetstid/natttid som visas i den övre figuren i Figur 2.10. Den har tillsammans med årsbehovet av el använts i modelleringen med Multinode (se kapitel 3 och 4).



Figur 2.11: Lastprofilen under en veckas för tre av de fem lastbilskategorierna.

3 Metod- och modellbeskrivning

Resultaten som presenteras i denna rapport bygger på resultat från två olika modeller. En modell som heter **Multinode** som är en investerings- och dispatchmodell för norra Europas elsystem (se avsnitt 3.1 för en detaljerad beskrivning). Med hjälp av Multinode kan vi analysera hur en omfattande elektrifiering av transportsektorn påverkar investering i elproduktion och lagringstekniker i Europas elsystem till år 2050. Med Multinode har vi, bland annat, analyserat följande frågor:

- *Vilka investeringar behöver tas i produktionstekniker och lagring för att möta ett nytt elbehov från en elektrifiering av fordonsflottan?*
- *Hur kan elbilar genom styrning av laddning och återmatning av el till elsystemet (V2G) hjälpa till att balansera elsystemet?*
- *Kommer en elektrifiering av fordonsflottan underlättas eller försvåras av en motsvarande elektrifiering inom industrin och andra sektorer?*

Multinode har en tidsupplösning på en timma och en geografisk upplösning som motsvarar de fyra elprisområdena i Sverige. Därmed inkluderar Multinode inte det lokala och regionala elnätet utan endast transmissionsnätet mellan elprisområden.

REGAL är en elnätmodell, som utvecklats inom projektet, för att analysera hur en utbredd elbilsaddning i Sverige påverkar lågspänningsnätet (400V). I avsnitt 3.2 beskrivs REGAL mer i detalj. Med REGAL kan vi analysera problem med överbelastade transformatorer, kablar och spänningsfall vid olika andel elbilsaddning och laddstrategier. Med REGAL har vi, bland annat, analyserat följande frågor:

- *Hur klarar dagens lågspänningsnät elbilsaddning?*
- *Vilka problem uppstår i lågspänningsnätet?*
- *Var och när uppstår problemen?*

3.1 MULTINODE – INTEGRERING AV ELFORDON I EUROPAS ELSYSTEM

Multinode är en kostnadsminimerande investeringsmodell för Norra Europas elsystem. I modellen optimeras hur efterfrågan på el, värme och vätgas kan mötas till lägsta systemkostnad. I denna studie har vi kört modellen för år 2045 och antagit noll koldioxidutsläpp från elsystemet, vilket innebär att det endast kan investeras i utsläppsfria tekniker till 2045. Modellen kan ta investeringar i alla typer av kraftslag för att möta ett givet elbehov. I modellen finns också möjlighet att investera i lagring av el, värme och vätgas. Tabell 3.1 inkluderar möjliga kraftslag och lagringstekniker som modellen kan investera i och några av deras egenskaper.

Tabell 3.1. Möjliga kraftslag och lagringstekniker som modellen kan investera i och dess kostnader och egenskaper.

	Investerings- kostnad [M€/MW(h)]	Rörlig O&M [€/MWh]	Fix O&M [k€/MW(h),år]	Teknisk livstid [år]	Verkningsgrad [%]
Landbaserad vindkraft	1,65	1,1	13	30	100
Havsbaserad vindkraft	1,75	1,1	36	30	100
Solceller	0,3	0,5	7	40	100
Kärnkraft	4,0	7,1	123	60	33
Biomassa kondens	2,0	2,1	52	40	35
Biomassa kraftvärme	3,3	2,1	105	40	30
Kol med CCS	3,5	2,1	107	40	40
Biogas kobicykel	0,90	0,8	17	30	61
Biogas gasturbiner	0,45	0,4	15	30	42
Värmepump	0,9	2,2	2,0	25	300
Elpanna	0,1	1,0	1,0	20	100
Vätgaslager	0,011	-	-	40	100
Värmelager	0,003	-	0,009	25	100
Batteri, Li-ion (energi)	0,07	-	-	25	96/96
Batteri, Li-ion (effekt)	0,08	-	0,5	20	100
Bränslecell	0,5	-	55	10	50
Elektrolysör	0,4	-	18	20	78

*Investeringskostnader, samt drift- och underhållskostnader är baserade på IEA World Energy Outlook (2016) med undantag för kostnader för solceller, vindkraft och kärnkraft som kommer från danska Energistyrelsen (2012) och IEA World Energy Outlook (2021). Kostnaderna för kärnkraft är satta utifrån samtal med experter på området och är lägre än de som anges av IEA.

Även om fokus i rapporten ligger på Sverige så modelleras hela Norra Europas elsystem för att ta hänsyn till import och export av el. Sverige är uppdelat i de fyra elprisområdena (SE1, SE2, SE3 och SE4). Liknande uppdelning finns i övriga länder som inkluderas i modellen (i.e., tretton länder som är uppdelat på 16 regioner). De 16 regionerna är valda för att representera viktiga begränsningar i överföringskapacitet. Överföringskapaciteten mellan två regioner är satt till vad som förväntas vara på plats av ENTSO-E till 2040 (ENTSO-E, 2022).

Modellen utgår från dagens elsystem i form av överföringskapacitet och installerad effekt av olika kraftslag. Data från 1991 har använts för att representera variationerna i vindhastighet, solinstrålning, temperatur och tillrinning som i sin tur påverkar möjligheterna till vindkraftsproduktion, solexproduktion, efterfrågan på el för uppvärmning och möjligheten till vattenkraftproduktion. En begränsad acceptans för landbaserad vindkraft är antagen och antas vara samma i alla länder.

Därför får endast 4% av den landyta som är möjlig för vindkraftsproduktion (vägar, sjöar, naturreservat och tätbefolkade områden borträknade) användas.

Utöver dagens efterfrågan på el och fjärrvärme ingår (1) en elektrifiering av transportsektorn, (2) ny efterfrågan på el och vätgas från elektrifiering av befintlig industri, (3) el till planerade batterifabriker och (4) elektrifiering av värmesektorn, se figur 4.1.

Modellen har timupplösning för att kunna modellera hur elbilar kan bidra till flexibilitet i elsystemet. I modellen inkluderas även kostnader för den flexibilitet som krävs för att möta efterfrågan på el varje timme. Flexibilitet representeras i modellen i form av möjlig investering i olika lagringstekniker som styrning av laddning för elbilar och V2G, vattenkraft, vätgasproduktion ihop med lagring.

För en mer detaljerad beskrivning av Multinode se Göransson och Johnsson (2023) och Öberg m.fl. (2024). I rapporten Göransson och Johnsson (2023) finns en detaljerad beskrivning kring hur vi modellerat de olika kraftslagen (kärnkraft, vattenkraft, vindkraft, solkraft) samt antaganden bakom elbehovet för industrin och värmesektorn i Norra Europa.

I modellering av transportsektorn i Multinode har vi antagit att samtliga persontransporter, lastbilstransporter och bussar är elektrifierade. Tabell 3.2 samlar antaganden kring fordonsflottan. Lastbilarna och bussarna har en fix elbehovsprofil (se figur 2.11) som matas in i modellen som en parameter. Laddning optimeras därmed inte som i fallet med personbilar. Vi har i modellen testat två olika elbehovsprofiler för lastbilar och bussar; en där laddningen på natten maximeras (70% av laddningen sker nattetid och 30% dagtid) och en där vi antar mindre batterier och mer laddning vid stopp på dagtid (lika fördelning mellan natt/dag), se figur 2.10. Bussar och lastbilar antas inte kunna laddas flexibelt.

Tabell 3.2. Antaganden för de olika transportslagen i Multinode.

	Antal 2045 i Sverige (tusental)	Kilometer per år i genomsnitt (km/år)	Energiförbrukning (kWh/km)	Totalt energibehov 2045 (GWh/år)
Personbilar	6 711	13 000	0.16	13 960
Lätta lastbilar	7 86	1 3977	0.33	3 625
Tunga lastbilar	125	41 388	2.06	10 657
Bussar	21	56 963	1.19	1 419

För personbilar har vi antagit en batterikapacitet på 60 kWh och en maximal laddeffekt på 7 kW vid hemmaladdning. Vi har valt en laddeffekt på 7 kW eftersom majoriteten av laddning sker på 7 kW eller lägre (se figur 2.4). Vi har också analyserat resultatet från fyra olika laddstrategier:

1. **”Oplanerad laddning”** som innebär att elbilsägarna laddar elbilsbatteriet fullt direkt när de kommer hem.
2. **”Prisoptimerad laddning”** som innebär att laddningen anpassas till timmar med lågt elpris för att ge mindre påverkan på elsystemet.

3. **”Prisoptimerad laddning med V2G”** som innebär ladda mot lågt elpris inklusive möjligheten för elnätet att utnyttja elbilsbatterierna för lagring med återmatning till nät, så kallad vehicle-to-grid (V2G).
4. **”Prisoptimerad laddning med en effekttariff”** som innebär att ladda mot ett lågt elpris men med vissa begränsningar i maximal laddeffekt i modellen vissa timmar som är kritiska för det lokala elnätet.

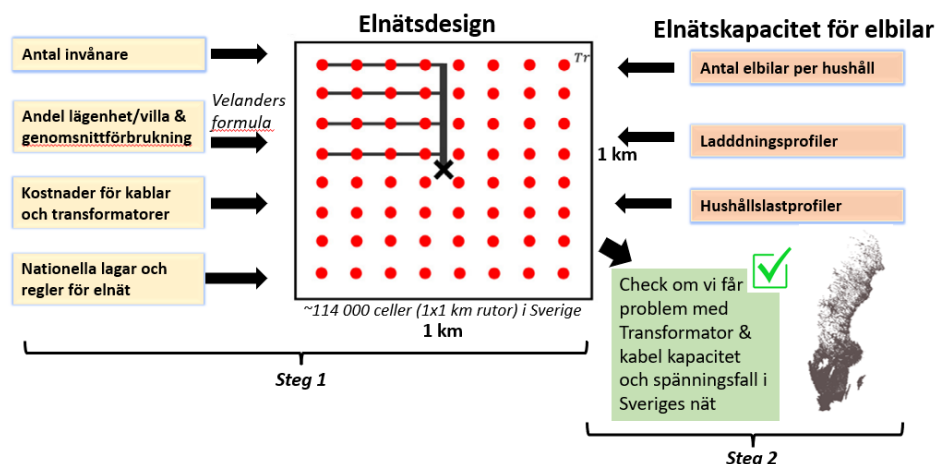
Vi har också modellerat en mix av oplanerad laddning och prisoptimerad laddning (med och utan V2G) då det i en framtid är troligt att individuella fordon i flottan kommer ha olika laddstrategier. Vi har i det scenariot antagit 30% optimerad laddning och 70% oplanerad laddning, då alla kanske inte vill eller kan delta i V2G. För att inte riskera att överskatta möjligheterna med prisoptimerad laddning och V2G har vi i alla prisområden i Sverige använt 426 olika körprofiler (se avsnitt 2.1 för en beskrivning). Körprofilerna har 1-timmes upplösning där körbehovet har visat sig variera stort mellan de olika profilerna. Vissa profiler har därmed möjlighet att bidra med mycket flexibilitet, och andra mindre då de behöver ladda mer för sitt körbehov. Men som konstaterats i avsnitt 2.1 så har i stort sätt alla bilar stor potential att bidra med flexibilitet till systemet.

Övriga viktiga antaganden i Multinode, som ill viss del skiljer sig från Göransson och Johansson (2023), är följande:

- Sverige måste vara minst självförsörjande på el på årsbasis, dvs. minst generera 259 TWh per år.
- Dagens installerade kärnkraft i Sverige är ut fasad p.g.a. ålder, men ny investering i kärnkraft är möjlig i alla länder i Norra Europa utom Tyskland.
- Acceptansnivån för ny vindkraft antas vara lika i alla länder, även om den idag är lägre i Sverige jämfört med t.ex. Danmark och Finland.

3.2 REGAL – LÅGSPÄNNINGSMODELL FÖR SVERIGE

I Sverige finns idag mer än 150 lokalnätsbolag, var och en med information endast om det egna lågspänningsnätet. Data om elnätskapaciteter är dessutom ofta sekretessbelagd och svår att få tillgång till, vilket gör det svårt att få en övergripande uppfattning om hur redo de svenska lokalnäten är för introduktion av nya elbehov, exempelvis storskalig laddning av elbilar. I projektet har därför en elnätsmodell, benämnd REGAL, tagits fram för att representera Sveriges lågspänningsnät med hjälp av öppna data från bland annat SCB. Modellen bygger på en tidigare version utvecklad av Hartvigsson m.fl. (2022). I projektet har en större metodutveckling genomförts. Figur 3.1 visar en enkel illustration över hur modellen är uppbyggd. I denna rapport ges endast en enkel beskrivning av modellen för att förstå resultaten i kapitel 5. En mer detaljerad beskrivning av den nya versionen av modellen finns i Lundblad m.fl. (2024).



Figur 3.1: Illustration av lågspänningsmodellen REGAL.

Modellen har en geografisk upplösning på 1x1km, så kallad "ruta". I steg 1 i modellen tas en elnätsdesign fram för lågspänningsnätet i Sverige baserat på samma metoder som har använts av elnätsbolag vid utbyggnad av stora delar av befintliga lågspänningsnätet.

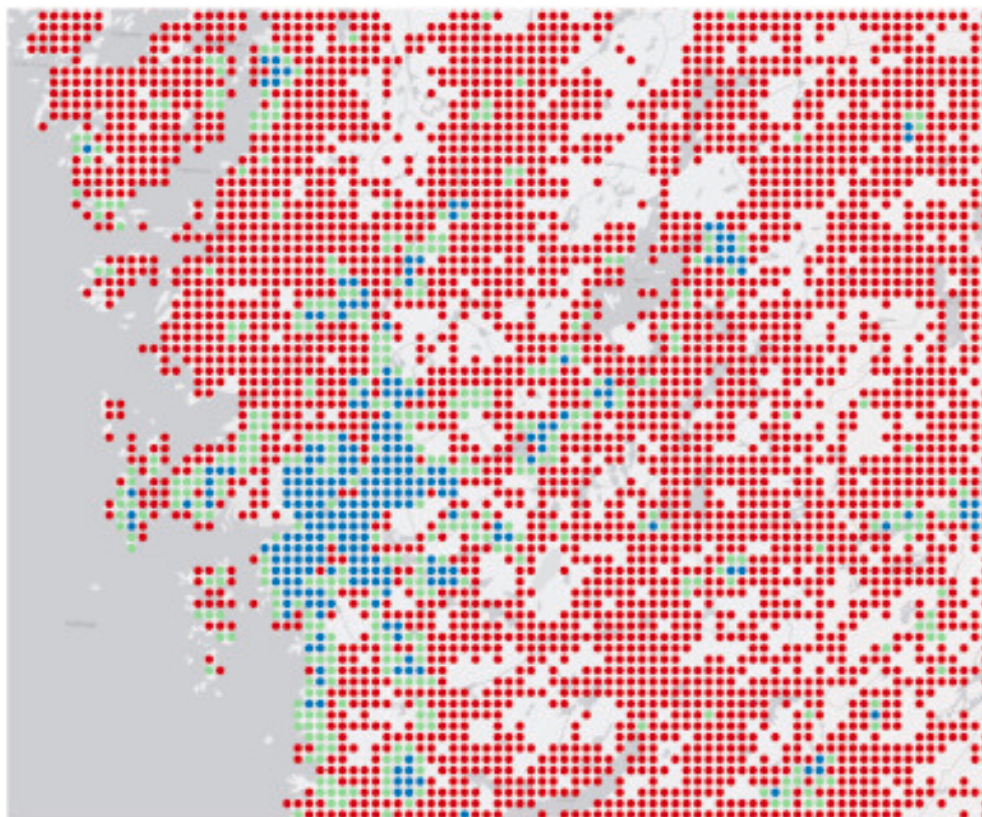
REGAL använder data över (1) antal lägenheter och villor per ruta och (2) en genomsnittlig elförbrukning för villor och lägenhet för att, med hjälp av Velanders formel, beräkna den sammanlagda maxeffekten från alla hushåll i samma ruta. Maxeffekten används sedan för att testa olika elnätsdesigner (så som transformatorstorlekar och kabellängd) för att sedan välja den mest kostnadseffektiva dimensioneringen av transformatorkapacitet och kabellängd. Modellen tar också hänsyn till att elnätsdesignen måste klara lagar och regler gällande, till exempel, 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 10 min och körs för ett helt år (dvs. ca 52 000 tidssteg). Steg 2 är att 10-minuters profiler för elbilsaddning adderats till 10-minuters profiler för hushållslast, där en mängd olika kombinationer testas, för att se hur stora problem modellen ger i form av spänningsfall och överbelastade transformatorer och kablar. I modellen räknar vi således ut det förväntade antalet tidssteg om 10 minuter med problem i varje ruta (1x1km), vilket ger att det maximala antalet problem per ruta som kan uppstå är ca 52 000 per år.

Resultatet presenteras oftast som det genomsnittliga antalet problem per ruta där vi grupperat alla rutor i tre kategorier som vi kallar:

- **Landsbygd** – hit hör alla rutor som har en befolkningstäthet på mindre än 200/km²
- **Stad/förort** – hit hör alla rutor som har en befolkningstäthet på 200/km² till 1000/km²
- **Storstad** – hit hör alla rutor som har en befolkningstäthet på mer än 1000/km²

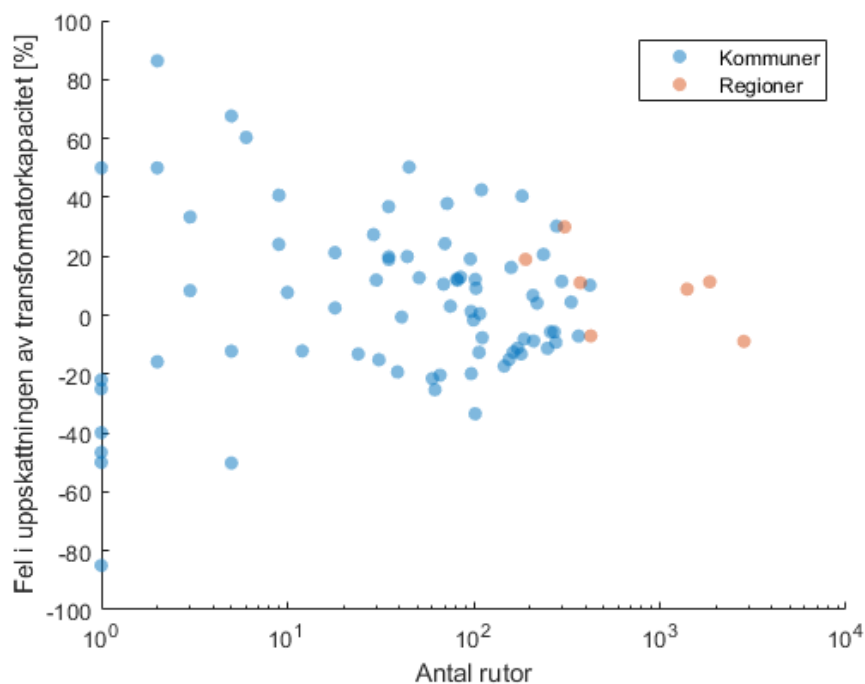
För att exemplifiera så illustrerar figur 3.2 vilka rutor som tillhör vilken av de tre kategorierna i Göteborgsområdet.



Figur 3.2: Karta över Göteborg med omnejd. De röda rutorna visar landsbygdsrutor, gröna rutorna är stad/förort och de blå storstad.

Modellen har kalibrerats och validerats mot verkliga data från ett antal elnätsbolag. Det verkliga dataunderlaget omfattar 9 477 rutor av 104 853 rutor i Sverige totalt, alltså knappt 10% av Sveriges lågspänningsnät. Vi har i valideringen av modellen jämfört: 1) det uppskattade årliga elbehovet i modellen med det verkliga elbehovet från elnätsbolagen; och 2) modellerad transformatorkapacitet mot verklig transformatorkapacitet från elnätsbolagen. Vi har sedan jämfört resultatet av valideringen både per ruta och för flera rutor grupperade på kommun- och regionnivå. Vi har också jämfört resultatet av valideringen på de ovan beskrivna grupperna: landsbygd, mindre stad/förort och storstad.

Figur 3.3 visar procentuellt genomsnittligt fel i uppskattningen av transformatorkapacitet i modellen jämfört med den verkliga transformatorkapaciteten. Som vi kan se i figur 3.3 varierar det mycket mellan olika kommuner och regioner, men en trend är att modellen blir bättre för områden med fler rutor (större geografiskt område). I fallet där vi analyserar resultat för landsbygd/stad/storstad ihop är modellen endast ett fåtal procent fel.

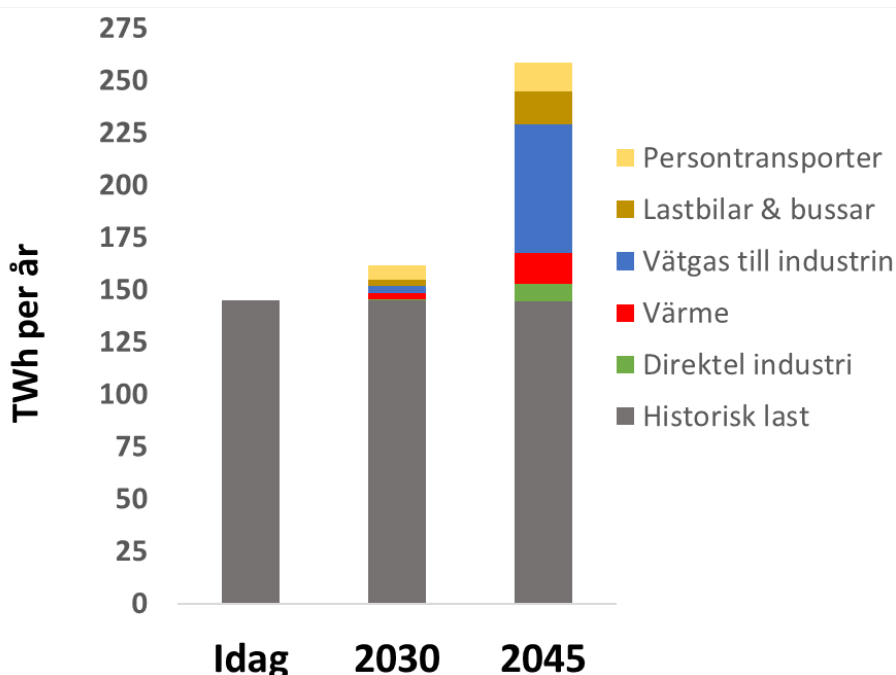


Figur 3.3: Procent fel i uppskattningen av transformatorstorlek gentemot data från verklig transformatorkapacitet för ett antal kommuner och regioner. På x-axeln (som är logaritmisk) visas hur många rutor (1x1 km) som ingår i kommunen/regionen. En prick är en region eller kommun i Sverige.

4 Transporters påverkan på elsystemet

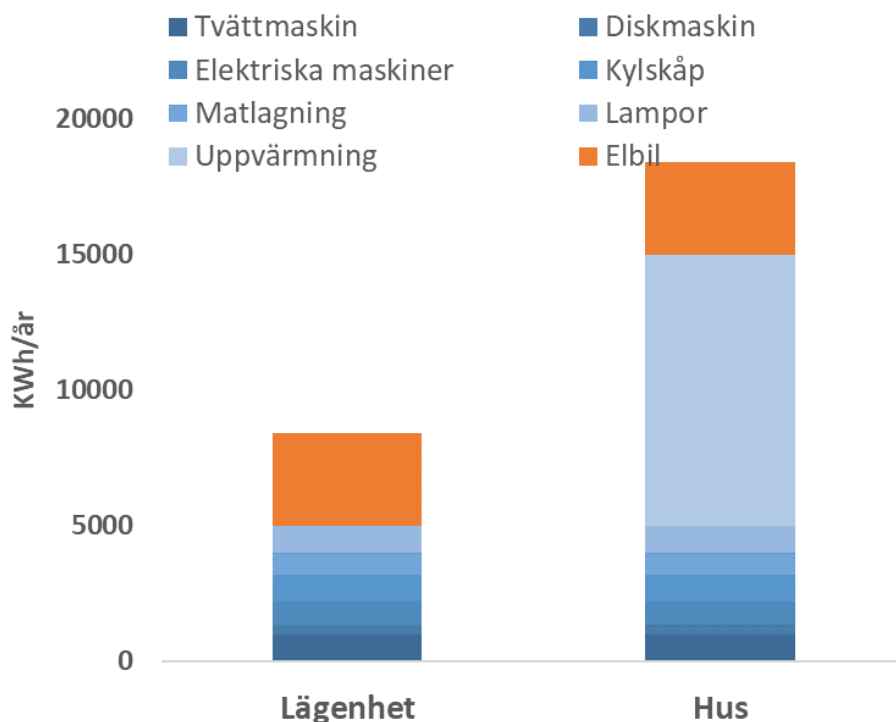
4.1 ENERGI OCH EFFEKTBEHOVET

Elbehovet i Sverige har under de senaste decennierna legat på ca 145 TWh per år. Fram till år 2045 pekar dock det mesta mot en storskalig elektrifiering av flertalet sektor däribland transportsektorn. Flera bedömningar som har genomförts de senaste åren visar att det totala elbehovet i Sverige kan komma att öka med 100–250 TWh. Som utgångsläge för de modellanalyser som har gjorts inom projektet har ett scenario använts där elbehovet fram till 2045 ökar med 114 TWh (se Göransson och Johansson, 2023). Av denna ökning av elbehovet bedöms fordonsflottans elbehov uppgå till 30 TWh per år, där det är antaget att både tunga transporter och persontransporter elektrifieras och står för ca hälften av energibehovet vardera, se figur 4.1. Till 2030 uppskattar vi att elbehovet behöver öka med ca 16 TWh varav elektrifierade transporter står för en stor andel av den ökningen (10 TWh) baserat på elektrifieringstakten i högscenariot i arbetspaket 1 (figur 4.1). I närtid (2030) kommer alltså transportsektorn i vårt scenario utgöra ca 6% av totala elbehovet medan på längre sikt (2045) ca 12% av det totala elbehovet.



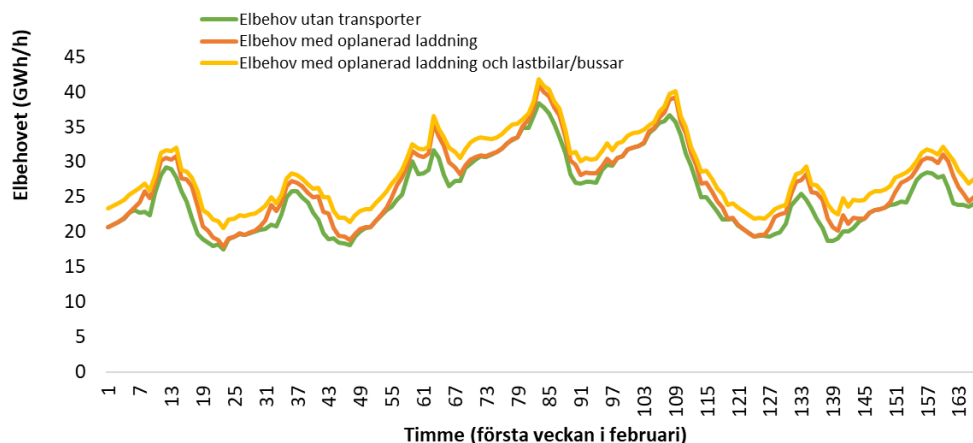
Figur 4.1: Uppskattad årlig efterfrågan på el (TWh) i Sverige idag, år 2030 och år 2045.

En elektrifiering av personbilar kan komma att öka enskilda hushålls elkonsumtion med storleksordningen 20–50 % beroende på boendeform, uppvärmningssystem och körsträcka. Laddning av elbilarna utgör därmed en stor del av hushållens elkonsumtion, se figur 4.2. En genomtänkt integrering av elbilar i det lokala elnätet kommer därmed att bli viktig för att klara av en elektrifiering av persontransporter i närtid utan att kraftigt behöva förstärka elnäten.



Figur 4.2: Elförbrukning hos en genomsnittlig lägenhet och villa med elbil. Vi har antagit att elbilen kör 1300 mil per år med en energiförbrukning på 0.16 kWh/km. Övrig elkonsument är ett genomsnitt för ett hushåll baserat på data från EON.

Figur 4.3 visar elbehovet i våra analyser i Sverige år 2045 för första veckan i februari från (i) elbehov utan transporter (dvs. industri och uppvärmning), (ii) elbehovet med oplanerad laddning av personbilar, samt (iii) elbehovet inkluderande även bussar och lastbilar. I figur 4.3 kan vi se att både lastbilar/bussar och en oplanerad laddning av personbilar riskerar att öka behovet av effekt i elsystemet. I detta fall har transporter (oplanerad laddning av personbilar och lastbilar/bussar) en maxeffekt på ca 8 GW och de ökar det maximala effektbehovet värsta timman med 5 GW i Sverige, vilket är en ökning som motsvarar ca 12 %.

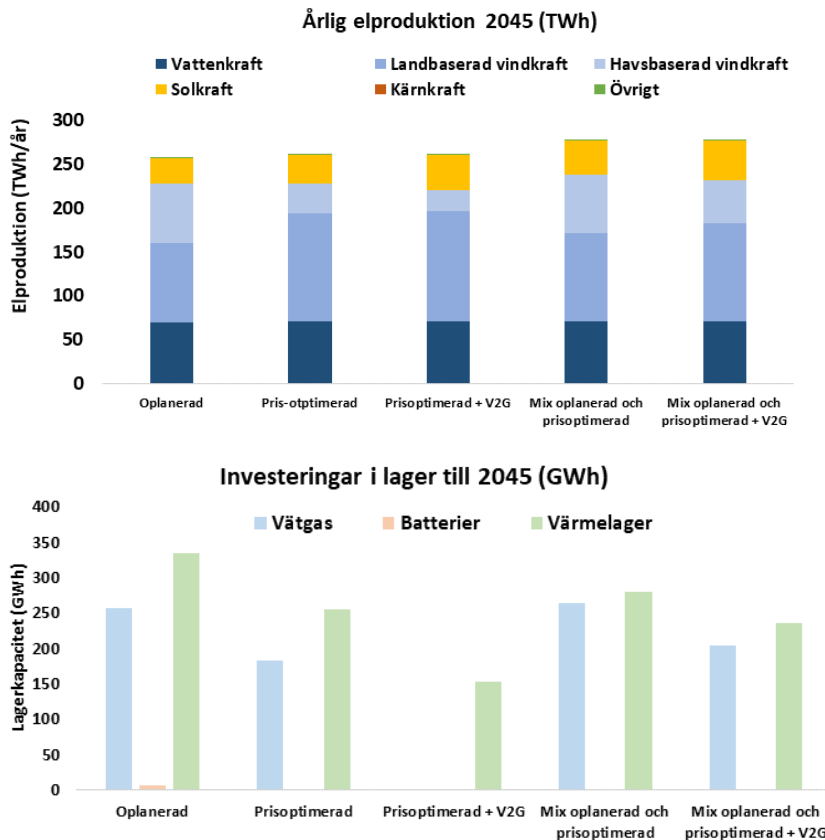


Figur 4.3: Elbehovet i Sverige år 2045 per timma för en vecka i februari.

4.2 INVESTERINGAR I ELSYSTEMET

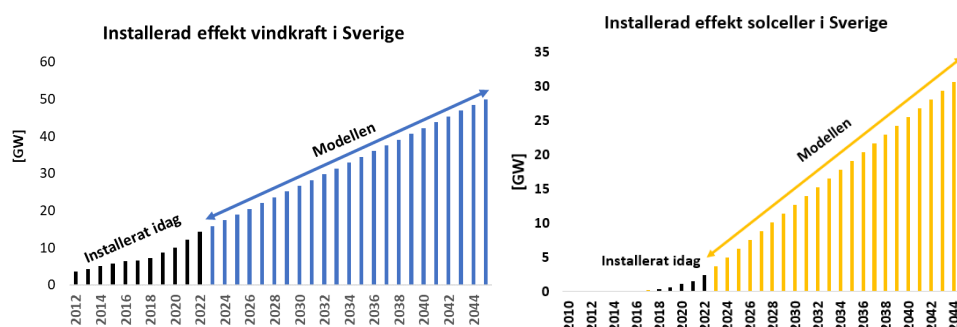
I projektet har elsystemets utveckling till 2045 modellerats givet fem laddstrategier beskrivna i avsnitt 3.1. En kostnadsminimerande investeringsmodell över Norra Europas elsystem (Multinode) har använts för att analysera hur en elektrifiering av transportsektorn påverkar investeringar i elsystemet (se avsnitt 3.1 för en beskrivning av modellen).

Resultat från modellen visar att det ökade elbehovet i Sverige till 2045 med 114 TWh, från bland annat elfordon, huvudsakligen möts av en ökad investering i sol- och vindkraft oavsett laddstrategi hos elbilarna, se figur 4.4 (övre). Laddstrategin påverkar alltså investeringar i produktionskapacitet i Sverige mycket lite enligt modellen. Däremot kan elbilarna bidra med flexibilitet genom att flytta laddning till timmar med mycket elproduktion och om V2G är möjligt, också ladda tillbaka till elnätet kritiska timmar med låg produktion av vindkraft och solenergi. På så sätt visar modellen att elbilsbatterier som laddas utifrån en prisoptimerande laddstrategi drastiskt kan minska behovet av investeringar i annan lagerkapacitet så som stationära batterier och vätgaslager, se figur 4.4 (nedre). I Sverige balanserar vätgas- och värmelager fluktuationer av elproduktion från vindkraft som sträcker sig över ett par dagar. Resultat från denna studie visar att elbilsbatterier kan till viss del bidra med samma flexibilitet som vätgaslagret beroende på batterikapacitet, körmönster och acceptansnivå för prisoptimerad laddning och V2G.



Figur 4.4: Årlig elproduktion 2045 för Sverige (övre) och storleken på lager i Sverige (nedre) från investerings- och dispatchmodellen Multinode givet fem olika laddstrategier.

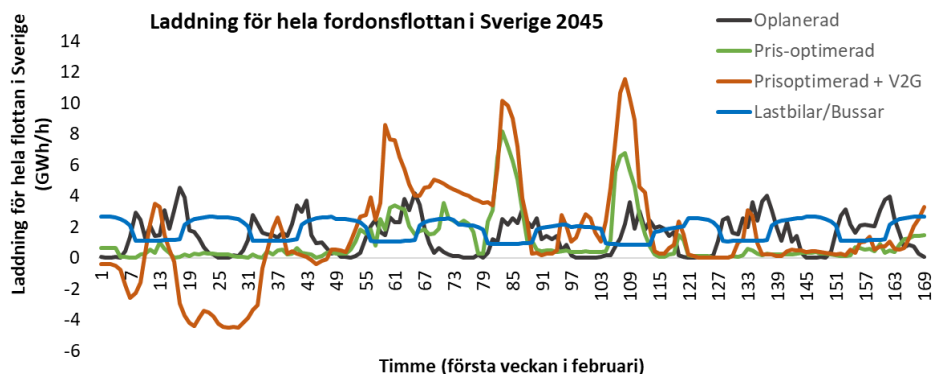
Figur 4.5 visar hur mycket vindkraft och solkraft vi har installerat till 2022 och hur mycket vi skulle behöva installera, enligt modellen, till år 2045. År 2022 hade vi i Sverige en total installerad kapacitet på 14.3 GW vindkraft och 2.3 GW solkraft. För att möta elbehovet till år 2045 investerar modellen i ytterligare 36 GW vindkraft och 30 GW solkraft. Det kan låta som mycket effekt, men det är ingen omöjlighet då det innebär att installationskapaciteten per år behöver ligga på ungefär samma nivå som den gjort de senaste åren (se figur 4.5). Däremot har många ansökningar om ny vindkraft fått avslag de senaste åren, vilket kommer att synas på mängden installerad effekt under de närmsta åren.



Figur 4.5: Installerad effekt (GW) vindkraft (vänster) och solkraft (höger) i Sverige fram till 2022 och sedan uppskattad effekt som behöver installeras enligt modellen fram till år 2045 för att möta ett ökat elbehov.

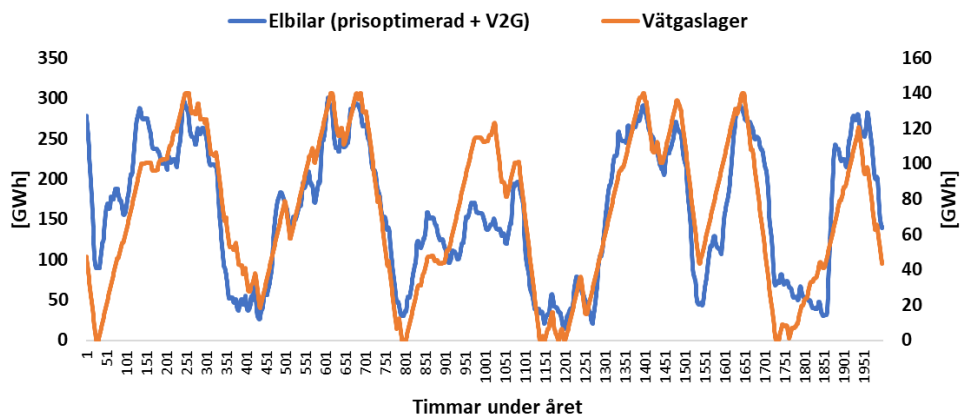
4.3 ELBILARNAS BIDRAG MED FLEXIBILITET

Resultat från modellering visar att elbilarna laddar med vitt skilda laddprofiler i de tre laddstrategierna: (1) oplanerad laddning, (2) prisoptimerad laddning och (3) prisoptimerad laddning med V2G, vilket illustreras i figur 4.6. Lastbilar och bussar laddar med en fix elbehovsprofil. I fallet med oplanerad laddning korrelerar elbilarnas laddning till stor del med övrig last som ses i figur 4.3, vilket därmed ökar topplasten i elsystemet med upp till 12 % under värsta timman. Det ger ett ökat behov av flexibilitet i elsystemet, till exempel från vattenkraft, vätgaslager eller stationära batterier. I de två laddstrategierna där elbilar laddar när elpriset är lågt visar modellen att elbilarna istället dels laddar när det är mycket produktion från sol- och vindkraft, dels undvika att ladda då det korrelerar med annat elbehov och elpriset vanligtvis är högt. En prisoptimerad laddstrategi (med eller utan V2G) innebär att behovet av investeringar i annan flexibilitet i elsystemet minskar, liksom behovet av stationära batterier och till viss del även vätgaslager och värmelager.



Figur 4.6: Laddning av hela fordonsflottan i Sverige 2045 (GWh/h) beroende på laddstrategi för en vecka i februari.

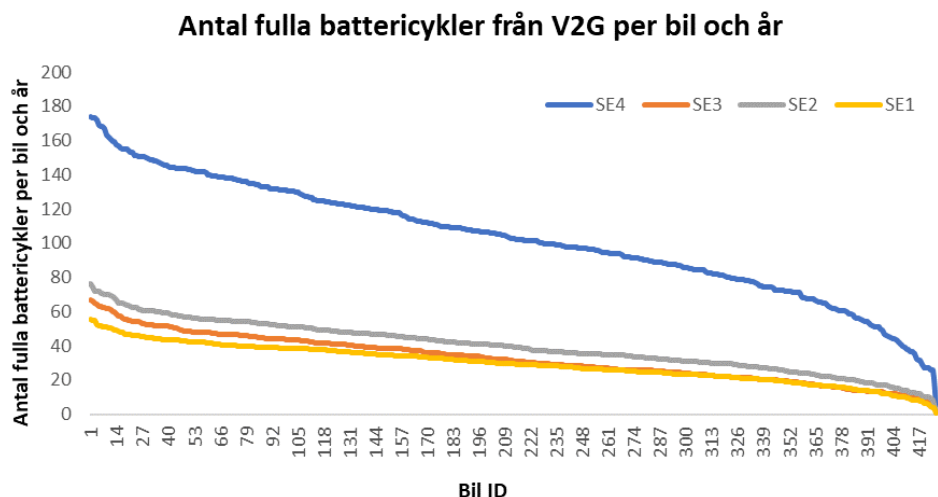
Figur 4.7 visar den totala batterinivån summerat för alla elbilar i SE3 för scenariot med prisoptimerad laddning och V2G, samt nivån på vätgaslagret i SE3 i scenariot med oplanerad laddning för de 1000 första timmarna på året. I scenariot med prisoptimerad laddning och V2G får vi inga investeringar i vätgaslager i modellen, istället kan vi i figur 4.7 se hur batterinivån för elbilarna följer samma kurva som vätgaslagret i scenariot med oplanerad laddning. Elbilarnas batteri kan alltså nyttjas på samma sätt och bidra med samma flexibilitet som vätgaslagret gör i scenarier utan V2G.



Figur 4.7: Totala batterinivån summerat för alla elbilar i SE3 och nivån på vätgaslagret i SE3 för de 1000 första timmarna på året. Batterinivån är från scenariot med prisoptimerad laddning med V2G och vätgaslagret från scenariot med oplanerad laddning.

V2G innebär att elbilsbatterierna laddar extra mycket när vind- och solkraft producerar el och laddar ur när det är lite produktion och högt elbehov. Det innebär såklart ett troligt extra slitage på elbilsbatterierna som elbilsägarna behöver bli kompenserade för ekonomisk. Mängden V2G som elbilsbatterierna gör per år varierar beroende på elbilarnas körmönster och tillgänglighet till elnätet. I denna analys är det i genomsnitt per bil mellan 2 till 10 kWh/bil och dag beroende på prisområde, vilket motsvarar 12 till 60 extra battericykler per år (givet antagandet om 60 kWh batteri). Variationen mellan olika elbilars laddprofiler är

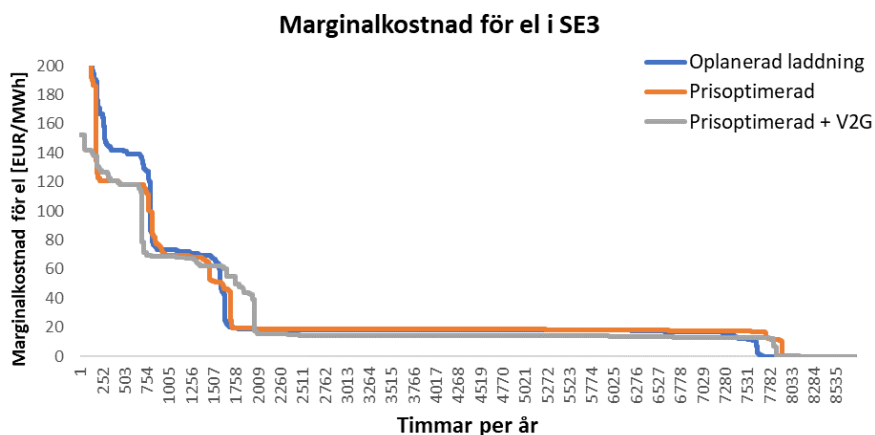
dock stor i modellen, där de elbilar som bidrar mest med V2G gör upp till 180 extra cykler per år (se figur 4.8). I figur 4.8 kan vi se att antal cykler i SE3 i scenariot med V2G varierar för olika elbilsprofiler mellan 180 och nästan 0.



Figur 4.8: Antal fulla battericykler per år och bil med laddstrategi prisoptimerad laddning med V2G.

4.4 PÅVERKAN PÅ SYSTEMKOSTNAD OCH ELPRIS

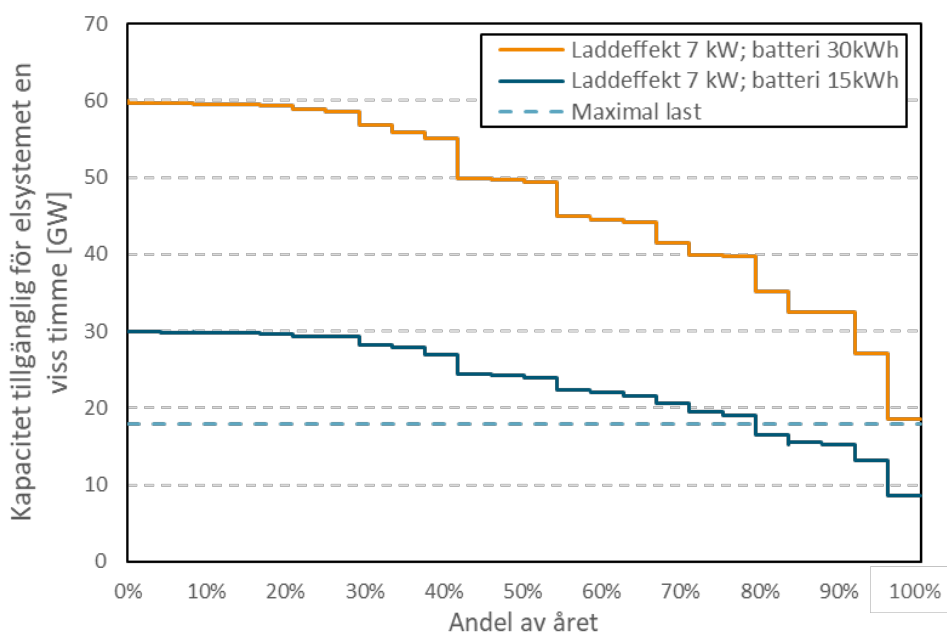
En förutsättning för att V2G ska bli accepterat hos elbilsägarna är en ekonomisk kompensation som motsvarar minst ett eventuellt batterislitage, men även för den minskade flexibiliteten som det innebär för elbilsägaren själv att "låna" ut batteriet till elnätet. Den totala systemkostnaden minskar med 12% och 10% i scenariot med prisoptimerad laddning och V2G jämfört med oplanerad laddning och prisoptimerad laddning. I figur 4.9 visas marginalkostnaden för el med de 3 olika laddstrategierna. I alla scenarierna finns det många timmar med låg marginalkostnad för el i modellresultaten, men en del timmar har en hög marginalkostnad för el. Prisfluktuationerna mellan timmar blir i modellen höga som kan ses i figur 4.9.



Figur 4.9: Marginalkostnaden för el i SE2 från modellering med Multinode år 2045 för olika laddstrategier.

4.5 ELBILARS BIDRAG MED KAPACITET

Den totala mängden tillgänglig batterikapacitet i hela fordonsflottan är enorm vid full elektrifiering (i storleksordningen 600 GWh varav personbilar utgör 400 GWh). Figur 4.10 visar den maximala batterikapaciteten, för 2 miljoner bilar, som finns tillgänglig utifrån analyserade körprofiler under årets alla timmar i prisområde SE3. Figur 4.10 visar två olika fall, 15 kWh respektive 30 kWh, i batteristorlek för de enskilda bilarna. I båda fallen antas att vissa elbilar köra eller behöva ladda för att tillgodose sitt körbehov och är därmed inte tillgängliga för elnätet. I fallet där man antar att fordonen har en batteristorlek på 15 kWh (motsvarar ungefär dagens laddhybrider) finns en tillgänglig effekt, en viss timma, på 9–30 GW. Om man laddar ur elbilarna en viss timma minskar dock möjligheten att ladda ur efterföljande timme i vår studie. I fallet med 30 kWh-batterier i fordonen finns en tillgänglig effekt på hela 18–60 GW och med 60 kWh-batterier uppemot 200 GW. Detta är mycket stora kapacitetspotentialer (även under de timmar då många bilar är ute och kör) med tanke på att toppnettolasten i prisområde SE3 i vår studie maximalt ligger på cirka 18 GW. Det är inte bara den totala mängden batterikapacitet i systemet som spelar roll, utan det kommer även bli viktigt hur den geografiska fördelningen av batterier ser ut. Anledningen till detta är dels för att det är av betydelse för att balansera elnätet, dels för att kunna integrera mer produktion av sol- och vindkraft.



Figur 4.10: Aggregerad batterikapacitet tillgänglig i batterierna för fordonsflottan vid 60% elbilar i SE3 (dvs. 2 miljoner elbilar) en specifik timma. Sorterad från timmen med lägst till högst kapacitet tillgänglig. Den sträckade blå linjen visar maximal nettolast i SE3 i våra scenarier.

En del av projektets analyser har undersökt möjligheten att använda elbilar för att bidra med flexibilitet i form av att antingen flytta last (så kallad "peak-shaving") eller att lagra elproduktion på tidskala större än 1 timme (så kallad energi-arbitrage). Men elbilar kan också bidra med flexibilitet i systemet på mindre

tidsskalor, t.ex. till frekvensreglering och för elkvalitetsaspekter. Dessutom kan elbilar i allra högsta grad bidra till effektreserven genom att avstå laddning vissa timmar. En risk är dock att om många elbilar styr mot ett elpris (dvs. att den enskilde fordonsägaren väljer att ladda vid ett lågt elpris och undviker att ladda vid ett högt elpris) så kan nya effekttoppar uppstå som behöver hanteras i det lokala elnätet.

Potentialen för att styra laddning av bussar och lastbilar anses vara mer begränsad då de har ett större batteri och behöver ladda under längre tid. Om lastbilar kan ladda mer nattetid och med lägre effekt under längre tid är det fördelaktigt både med hänsyn till elnätet och batteriets livslängd. I analyser av ett antal körmönster för lastbilar ser vi att ca 70% av laddningen kan schemaläggas nattetid medan 30% utgör tilläggs-laddning dagtid. Men det är en avvägning då mindre laddning under dagen kräver större fordonsbatterier, där valet beror även på lastbilarnas körmönster och geografiska kontexten där de ska ladda.

4.6 SLUTSATSER

De huvudsakliga slutsatserna från modellering av elsystemet med kostnadsminimerande elsystemmodellen Multinode är följande:

- En elektrifiering av transportsektorn till 2045 kan öka effektbehovet i Sverige under toppeffekttimmen med ca 5 GW (från 39 GW till 44 GW) med antagandet att elbilarna gör oplanerad laddning.
- Investeringar i mycket vind- och solkraft är kostnadsoptimalt oavsett laddstrategi, men en prisoptimerad laddning av personbilar (med eller utan V2G) kan minska behovet av investeringar i annan lagringskapacitet.
- Styrning av laddningen kan ersätta stationära batterier för att hantera variationer i solelproduktion och till viss del även vätgaslager om vi antar att personbilar har en batterikapacitet på 60 kWh.
- Elektrifiering av fordonsflottan kommer innebära att en enorm batterikapacitet (i storleksordningen hundratals GWh) som skulle kunna vara tillgänglig för systemet för olika typer av tjänster, t.ex., bidra till effektreserven genom att avstå laddning när systemet kräver det.
- Det finns stor teknisk och ekonomisk potential att utnyttja V2G för balansering av elsystemet mellan olika timmar. Det sänker systemkostnaden med 10% i fallet med pris-optimerad laddning och 20% med V2G jämfört med fallet med oplanerad laddning. En ekonomisk marginal som kan utnyttjas för att kompensera elbilsägarna. Dock beror den faktiska potentialen på acceptansnivån hos elbilsägarna. Det behöver också finnas praktiska lösningar för elbilsägarna att styra laddningen och en koordinering av elbilarna så att inte nya effekttoppar uppstår i lokala elnätet.

5 Elbilars påverkan på lokala elnätet

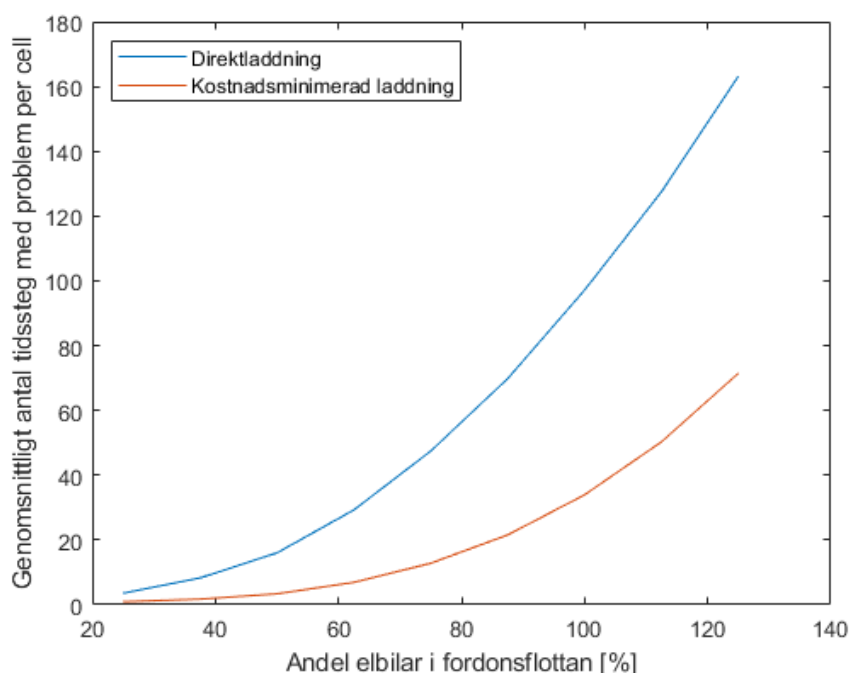
Många elnätsägare har redan idag märkt av den ökade efterfrågan på el i hushållen, speciellt i områden där många skaffat elbilar. Det sker en snabb ökning av antalet elbilar i Sverige och högscenariot i arbetspaket 1 pekar på att det kommer att finnas över 3 miljoner elbilar redan till 2030. Privatpersoner som köper en elbil idag behöver inte meddela sitt elnätsbolag att de nu kommer att ladda en elbil vid bostaden. Frågan är då om det lokala elnätet är redo för elbilsladdning i stor skala?

I detta kapitel presenteras resultat från REGAL-modellen som är en modell över Sveriges lågspänningsnät. I avsnitt 3.2 finns en kortare beskrivning av modellen och i Lundblad m.fl. (2024) finns en mer detaljerad beskrivning. Resultaten fokuserar på hur det lokala lågspänningsnätet påverkas av en 100% elektrifiering av personbilsflottan i Sverige. Vi har alltså antagit att 100% av antalet nuvarande bilar i trafik ersätts med elbilar. Tre saker som är viktiga att komma ihåg angående metoden, för att förstå resultaten, är:

1. Sverige är indelat i 104 853 rutor om 1x1 km. För varje ruta analyserar vi om det blir problem med transformatorkapacitet, kabelkapacitet eller spänningsfall när vi lägger till elbilsladdning till nuvarande hushållslast.
2. Modellen har en tidsupplösning på 10-min under ett år, dvs. ett tidssteg motsvarar 10-min och totalt kör vi modellen för ca 52 000 tidssteg. För varje tidssteg och varje ruta i modellen kontrolleras om något av tre ovannämnda problem uppstår. Maximalt kan alltså en ruta i modellen ha ca 52 000 problem (ett i varje tidssteg).
3. Resultaten presenteras, till viss del, uppdelat på landsbygd, mindre städer/förort och storstäder eftersom de är likartade för dessa grupperingar.

5.1 HUR STORA PROBLEM UPPSTÅR MED ELBILSLADDNING?

Resultat från modellering med REGAL visar att antalet problem i det lokala elnätet först ökar i en långsam rakt, men sedan allt snabbare när andelen elbilar i fordonsflottan ökar. I figur 5.1 visas antal problem i lågspänningsnätet i Sverige som funktion av andel elbilar utav nuvarande personbilsflotta i trafik. Figur 5.1 visar resultat för två laddstrategier: direktladdning och kostnadsminimerad laddning. Fördelningen av problem mellan rutor är dock inte jämn, utan vissa rutor har fler tidssteg med problem, medan andra rutor inte har problem ens vid hög andel elbilar.



Figur. 5.1: Genomsnittligt antal tidssteg med problem i elnätet per ruta (1x1 km) och år givet andelen elbilar i relation till nuvarande fordonsflotta. Maximalt antal tidssteg på ett år är ca 52 000.

Tabell 5.1 visar hur stor andel av lågspänningsnäten (1x1 km rutor) som får problem med överbelastning på transformatorn eller spänningsfall. Från Tabell 5.1 kan man konstatera att problem med transformatorn är vanligast i storstäder samt mindre städer medan problem med spänningsfall främst förekommer på landsbygden. På landsbygden är det få lågspänningsnät (rutor) som får problem överhuvudtaget (Tabell 5.1). Anledningen är att 400 V-nätet på landsbygden ofta blir överdimensionerat även om minsta transformatorstorleken väljs. Däremot i storstäder får vi större problem med elbilsladdning, främst överbelastning av transformatorn (Tabell 5.1). Modellen visar att en fullskalig elektrifiering av dagens fordonsflotta med direktladdning kan i storstäder leda till problem i 94 % utav lågspänningsnäten (dvs. 1x1 km rutorna) någon gång per år. I 64 % av lågspänningsnäten (1x1 km rutorna) i storstäder så blir det problem med elbilsladdning i minst 1 000 tidssteg av 52 000 per år. Behovet av åtgärder för att klara elbilsladdning i lågspänningsnäten beror också på hur långvariga problemen i nätet är, vilken magnitud och vid vilken årstid de inträffar.

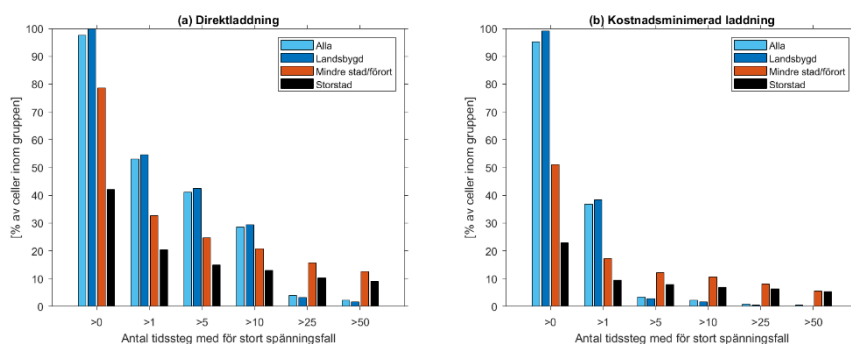
Tabell 5.1: Andel rutor (1x1 km) i lågspänningsnätet där specificerat antal tillfällen med spänningsfall eller överbelastning transformatorn överskrider, vid en 100% elektrifiering av personbilsflottan och direktladdning av elbilar.

	Överbelastning av transformatorn		Spänningsfall	
	>1 problem per år	>1000 problem per år	>1 problem per år	>50 problem per år
Landsbygd	0%	0%	55%	2%
Mindre städer/förorter	89%	33%	33%	13%
Storstäder	94%	64%	20%	9%

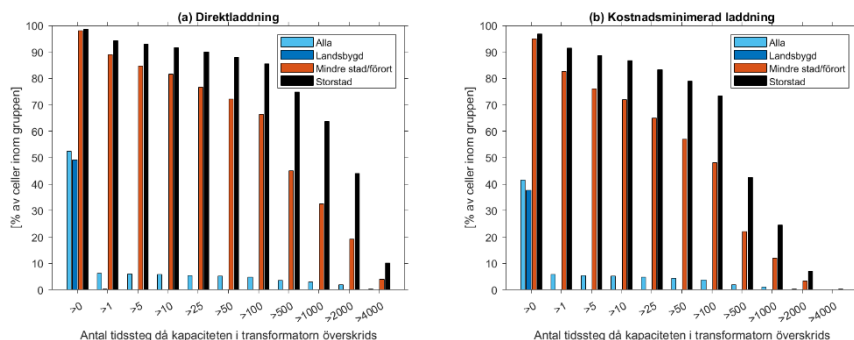
Figur 5.1 och Tabell 5.1 visar att problem främst uppstår i lokala elnätet när laddning av elbilar introduceras i stor skala i städer, men projektet har även analyserat hur mängden problem som uppstår påverkas av hur elbilsägare väljer att ladda sina fordon. Därför jämförs tre laddscenarier i modellen REGAL, ett där alla bilar laddar direkt när de kommer hem, ett när alla elbilar styr sin laddning efter elpriset och ett tredje där vi ser en mix av de två föregående strategierna så att 30 % av fordonsflottan styr efter elpriset medan resten laddar när de kommer till hemmet.

Figur 5.2 visar andel av rutorna med olika antal tidssteg med spänningsfall under ett år för två laddstrategier oplanerad laddning (vänster) och prisoptimerad laddning (höger). Resultaten i figur 5.2 är uppdelat på landsbygd, mindre stad/förort och storstad då vi ser en viss skillnad i resultat mellan dessa typer av områden. Figur 5.3 visar samma som Figur 5.2 fast för överbelastning på transformatorn istället för spänningsfall. Från figur 5.3 kan man konstatera att problem med transformatorn är vanligast i storstäder och mindre städer/förort, medan problem med spänningsfall är vanligast på landsbygden som kan ses i figur 5.2. Dock är det få rutor som har spänningsfall på mer än 10 av 52 000 tidssteg. Alltså på landsbygden är det alltså få rutor som får något problem med elbilsladdning överhuvudtaget (se figur 5.2 och 5.3). Anledningen till detta är att 400 V-nätet på landsbygden ofta blir överdimensionerat även om minsta transformatorstorleken väljs. Som kan ses i figur 5.2 (vänster) så är det med oplanerad laddning alltså färre än 5 % av rutorna som har mer än 50 tidssteg med spänningsfall.

I storstäder uppstår problem med elbilsladdning främst genom överbelastningar av transformatorer, se figur 5.3. Modellen visar att en fullskalig elektrifiering av dagens fordonsflotta med oplanerad laddning kan leda till problem i 90 % utav rutorna någon gång per år i storstäder (figur 5.3 vänster). Med prisoptimerad laddning är det samma siffror. Med prisotimerad laddstrategi är det dock lite färre rutor som får många (över 1000 tidssteg) med problem jämfört med oplanerad laddning. I storstäder blir det också vanligt med problem i minst 1000 tidssteg av de ca 52 000 på ett år, 60% vid oplanerad laddning och 30 % vid prisoptimerad laddning av rutorna.



Figur 5.2: Andel av rutorna med olika antal tidssteg med spänningsfall under ett år för två laddstrategier oplanerad laddning (vänster) och prisoptimerad laddning (höger). Vi har antagit en 100 % elektrifiering av fordonsflottan. Maximalt antal tidssteg är 52 000 på ett år. Resultatet är grupperat på landsbygd, mindre stad/förort och storstad. Notera att det är olika skalor på y-axeln i de två figurerna.

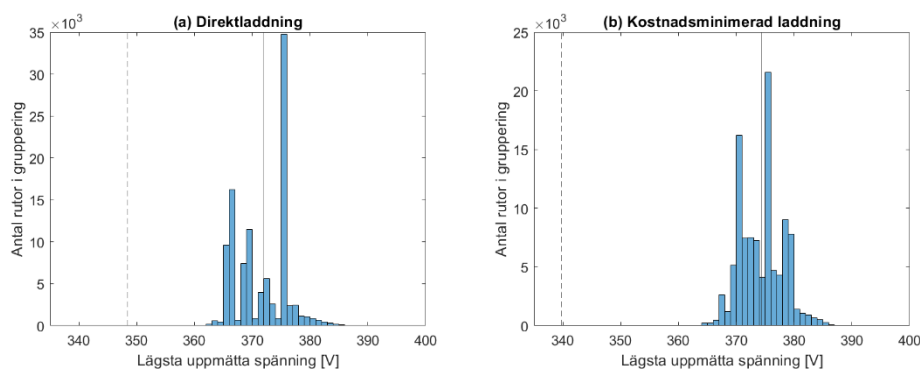


Figur 5.3: Andel av rutorna med olika antal tidssteg med överbelastad transformator under ett år för två laddstrategier oplanerad laddning (vänster) och prisoptimerad laddning (höger). Vi har antagit en 100 % elektrifiering av fordonsflottan. Maximalt antal tidssteg är 52 000 på ett år. Resultatet är grupperat på landsbygd, mindre stad/förort och storstad.

I figur 5.2 och 5.3 illustreras att det i vissa områden kan bli stora problem i lågspänningsnätet vid en snabb elektrifiering av personbilsflottan – speciellt i mer tätbefolkade områden. Överbelastning av transformatorerna verkar vara det som orsakar flest problem under året. Spänningsfall gav problem i få tidssteg per år, men det var väldigt många rutor som har minst ett tidssteg med spänningsfall. För att bättre förstå behovet av åtgärder för att klara en stor introduktion av elbils-laddning i lågspänningsnäten är det viktigt med fördjupade analyser:

1. Vilken magnitud det är på problemen, dvs. hur mycket överbelastas transformatorn och hur stort är spänningsfallet?
2. Hur långvariga problemen är, dvs. hur många tidssteg i sträck är transformatorn överbelastad?
3. Vid vilken årstid de inträffar flesta problem?

Figur 5.4 visar spänningen för tidssteget med den lägsta uppmätta spänningen i varje ruta för oplanerad laddning (vänster) och prisoptimerad laddning (höger). Den streckade linjen representerar den lägsta spänningen som uppstår i den ruta som får den lägsta spänningen, medan det heldragna strecket visar ett genomsnitt. I fallet med oplanerad laddning är den ruta med lägst spänning i ett tidssteg knappt 350 volt jämfört med den lägsta tillåtna spänningen på 380 volt, medan det med den prisstyrda laddningen som lägst går ner till knappt 340 volt.

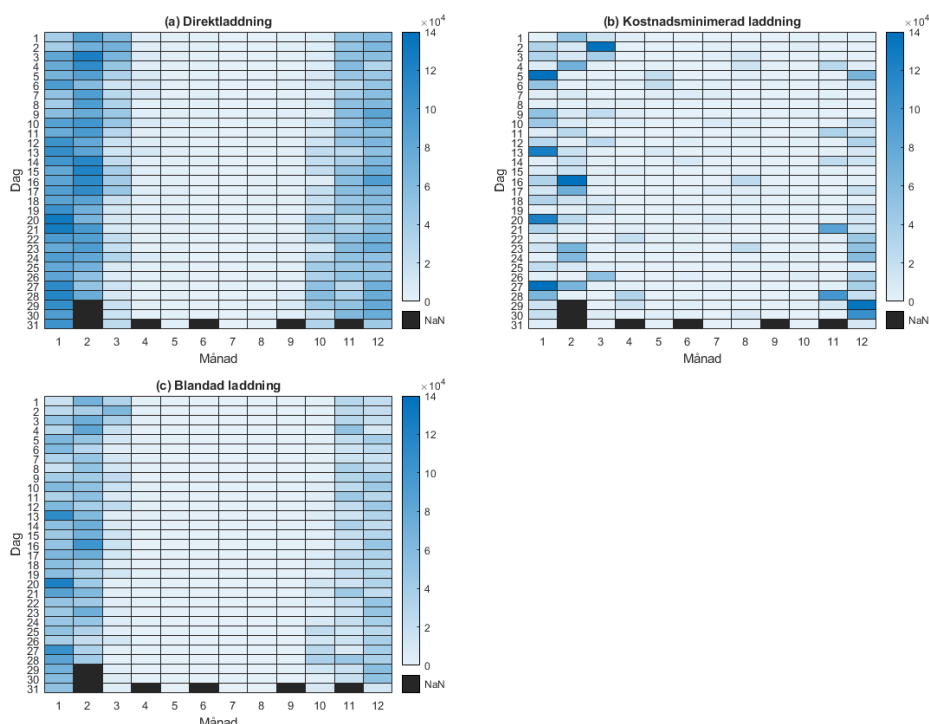


Figur 5.4: Spänningen för det tidssteg med den lägsta uppmätta spänningen över året per ruta för oplanerad laddning (vänster) och prisoptimerad laddning (höger).

5.2 NÄR I TID UPPSTÅR PROBLEM VID ELBILSLADDNING?

I figur 5.5 visas hur stora problem det blir i elnätet givet olika dagar på året. Varje ruta i figur 5.5 är alltså en dag och ju mörkare färg i värmekartan desto fler problem i lågspänningsnätet med elbilsaddning. Figur 5.5 visar resultatet för tre olika laddstrategier (oplanerad laddning, prisoptimerad laddning och en blandning av oplanerad och prisoptimerad laddning där 30% av fordonen prisoptimerar sin laddning).

En oplanerad laddstrategi ger främst problem under kvällstid på vintern, se figur 5.5 (uppe till vänster). En strategi där elbilsägarna optimerar sin laddning utifrån elpris ger generellt färre problem i nätet, men fördelat på andra dagar som är utspridda över hela året, se figur 5.5 (uppe till höger). Även om antalet problem är lägre i snitt, så är det maximala antalet problem under en dag högre med denna laddstrategi då elbilarna i större utsträckning förlägger sin laddning till samma timmar. Om man har en blandning av de två strategierna (Figur 5.5, nere till höger), ser vi ett mönster som liknar det för direktladdning, men med färre problem över året. Tidigare modellering av liknande system där en lokal tariff införs för att styra om laddning från de timmar då flest problem uppstår har gett stor effekt för att minska antalet problem i elnätet.



Figur 5.5: Antal problem i elnätet per dag där en cell i värmekartan motsvarar en dag för tre olika laddstrategier: oplanerad laddning (uppe till vänster), laddning optimerad på elpris (uppe till höger) och en blandning av de två tidigare där 70 % av fordonen laddar direkt vid ankomst till hemmet och 30% minimerar sin laddkostnad (nere till vänster).

Vi har utöver det som presenteras i Figur 5.5, också modellerat elnätet med en laddprofil som styr mot en lokal elnätstariff. Prissignalen gör att inte alla fordon laddar på kritiska timmar för elnätet. Resultatet från modelleringen med en elnätstariff visar att laddningen flyttar till innan och efter de kritiska timmarna då

elnätet är mindre belastat. Resultatet visar också att det inte skapar nya effekttoppar, vilket såklart är viktigt. Modellering med en lokal elnäts tariff har alltså gett stor effekt för att minska antalet problem i elnätet.

Slutsatserna från modellering av det lokala elnätet är följande:

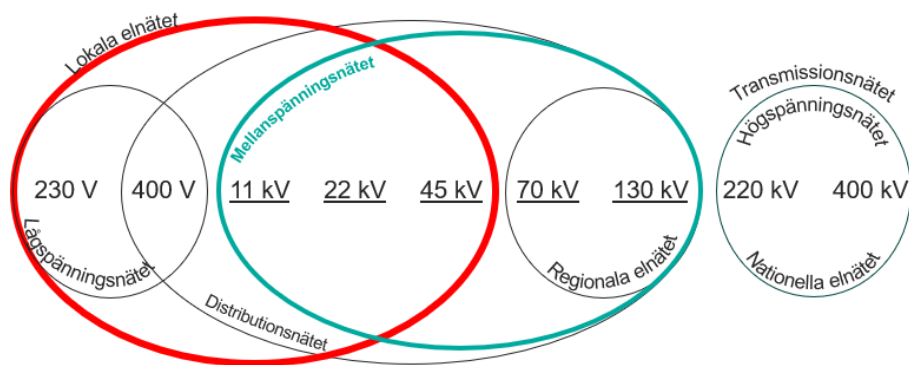
- Problemen i lågspänningsnätet först ökar i en långsam rakt, men sedan allt snabbare när andelen elbilar i fordonsflottan ökar.
- De flesta mindre tätbefolkade områdena i Sverige får få problem i lågspänningsnätet med elbilsladdning då 400 V-nät ofta är överdimensionerade.
- Störst problem med elbilsladdning blir det i tätbefolkade områden i Sverige. Problemet är främst överbelastning av transformatorer.
- Oplanerad laddning ger flest tillfällen med problem i elnätet, medan prisoptimerad laddning mot lågt elpris ger färre tillfällen med problem. Oplanerad laddning ger främst problem under kvällstid på vintern då det korrelerar med annan hushållslast. Optimerad laddning mot elpris kan skapa nya effekttoppar under dagar då elpriset är lågt.
- Eftersom elpriset är lågt i ett stort område, och bilarna när de minimerar sin laddningskostnad styr på samma signal, uppstår den högsta momentana belastningen vid denna laddstrategi.

5.3 FORTSATTA STUDIER

Vi har i denna studie utvecklat en modell över Sveriges lågspänningsnät, vid namn REGAL, för att analysera personbilers påverkan på hela lågspänningsnätet i Sverige. I studien har vi kalibrerat och validerat modellen mot verkliga data för knappt 10 % av Sveriges lågspänningsnät. I validering av modellen kan vi konstatera att den är tillförlitlig för lite större geografiska områden (t.ex. kommunnivå) och kan användas för att analysera påverkan på lågspänningsnätet av elbilsladdning och andra nya elbehov i 400 V-nätet. Denna rapport tar dock bara upp en del av allt som är möjligt att analysera med modellen. Exempelvis vill vi i framtida studier fördjupa oss i vilka typer av områden som får problem med elbilar – dvs. vad påverkar mer än bara befolkningstäthet som vi konstaterat hittills. Vi har också ambitionen att gå in mer i detalj på åtgärder som kopplar till problemens magnitud. Det finns också spännande frågor att svara på med modellen genom att även lägga till solceller till elbilsladdningen i modellen, alltså hur påverkas lågspänningsnätet om vi också får en kraftig utbyggnad av solceller (speciellt på tak i och kring städer).

Utöver att analysera fler frågeställningar med lågspänningsmodellen pågår utveckling av en modell för mellanspänningsnivån i Sverige som bygger på samma principer som lågspänningsmodellen REGAL. Mellanspänningsmodellen inkluderar spänningsnivåer upp till och med 130 kV (se figur 5.6). Vi har alltså påbörjat att utveckla REGAL från att bara inkludera 400 V till att inkludera spänningar upp till 45 kV, för att därefter expandera den till 130 kV. Elnätet på 70 kV och 130 kV är dock ofta uppbyggt på lite annat sätt än lägre spänningsnivåer, då det är mer maskat. Ett mer maskat nät, jämfört med radalt, kräver andra ekvationer i modellen. På mellanspänningsnätet kopplar dessutom nya typer av elbehov och elproduktion in sig så som:

- Laddstationer för lastbilar och bussar (depåer)
- Industrier (förutom stora industrier som har en direkt anslutning till transmissionsnätet)
- Sol- och vindkraftsanläggningar (förutom större havsbaserade vindkraftsparker som har en direkt anslutning till transmissionsnätet)



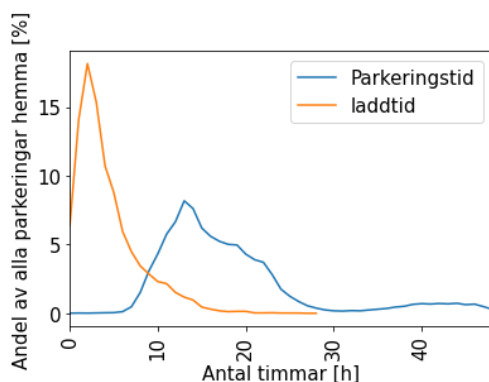
Figur 5.6: Schematisk bild över de olika spänningsnivåerna i Sveriges elnät och de olika näten (lokala, regionala och nationella). Lågspänningsmodellen REGAL är markerad med röd cirkel där utvecklingen av REGAL avser att inkludera mellanspänningsnivån som markerad med grön cirkel.

6 Potentialen för att styra laddningen hos elbilsägarna

Resultaten från modellering i arbetspaket 3 (presenterat i kapitel 4 och 5 i denna rapport) visar att det finns en stor nytta i att optimera elbilars laddning, samt att återmata el från elbilsbatterier till elnätet för att balansera både elsystemet och elnätet lokalt. Vi har även visat att elbilar har möjligheter att balansera en ökad mängd sol- och vindkraft till en lägre systemkostnad i elnätet genom att både undvika att ladda vissa kritiska timmar och att flytta laddning till vissa timmar med hög produktion av vind- och solenergi. Det finns också en nytta för det lokala elnätet att undvika att många elbilar laddar samtidigt på samma nät, t.ex. med en effekttariff. Det kommer att krävas att elbilsägaren aktivt går med på en styrning av laddningen för att kunna utnyttja dess potential att balansera elsystemet/elnetet. Då uppstår bland annat följande frågor:

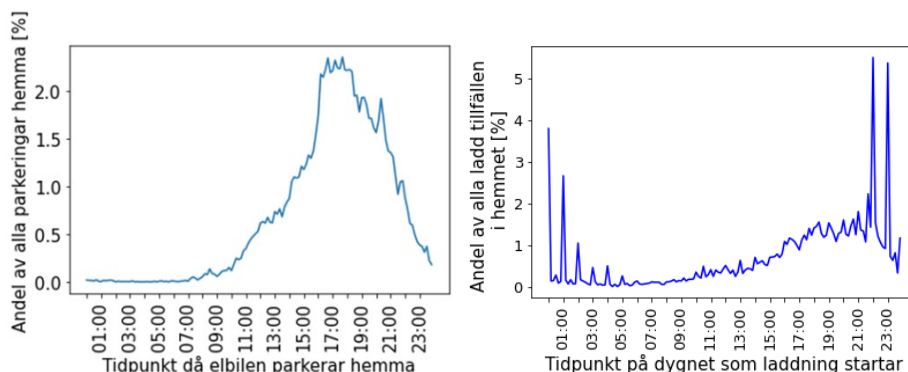
- Vad är potentialen och acceptansen hos elbilsägarna för att styra sin laddning till vissa timmar?
- Finns tekniken att styra laddningen installerad idag?
- Hur ser förutsättningarna ut att "låna ut" batteriet till elnätet?

Alla resultat som visas nedan baserar sig på data insamlad under år 2023 från 220 elbilar i Sverige (se avsnitt 2.1 för mer information). En förutsättning för styrning av laddningen är att elbilen står parkerad under en betydligt längre tid i förhållande till den tid fordonet behöver ladda för att uppfylla sitt körbehov. Figur 6.1 visar dels hur lång tid elbilsägare är parkerad hemma, dels hur lång tid som laddningen tar för att tillgodose körbehovet. Som ses i figur 6.1 står de allra flesta parkerade mer än 10 timmar hemma och att laddningstiden endast utgör en liten andel av den tid som fordonet står parkerad. Det finns därmed ett stort utrymme att styra laddning till vissa timmar då elbilen är parkerad hemma, dvs. att optimera laddningen mot ett specifikt mål som ett lågt elpris/effekttariff eller egen solcellsproduktion, samt att kunna återmata el till elnätet timmar med högt elpris eller andra incitament.



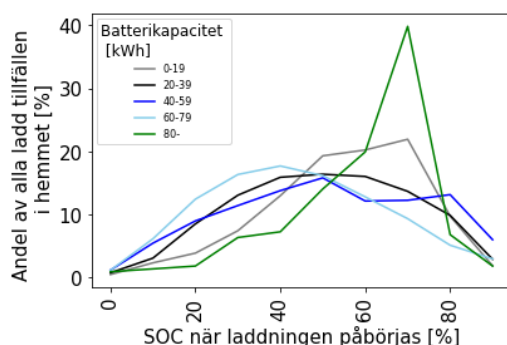
Figur 6.1: Tiden elbilen är parkerad hemma och tiden det tar att ladda för att tillgodose körbehovet för de 220 loggade elbilarna i studien.

Figur 6.2 visar att idag startar de flesta sin laddning direkt när de kommer hem, dvs. oftast under kvällstid. Det finns dock vissa som startar sin laddning senare under kvällen eller natten huvudsakligen för att styra mot ett lågt elpris (enligt uppgifter från enkäten). En analys av när laddningen startar, beroende på elnätsabonnemang, visar att de med ett timpris på el (~25% av de loggade elbilarna) oftare startar sin laddning senare under natten, vilket motsvarar pikarna som kan noteras mellan kl. 22-01 i figur 6.2 (höger).



Figur 6.2: Tidpunkt då elbilsägarna kommer hem (vä) och tidpunkt då hemmaladdningen startar (hö).

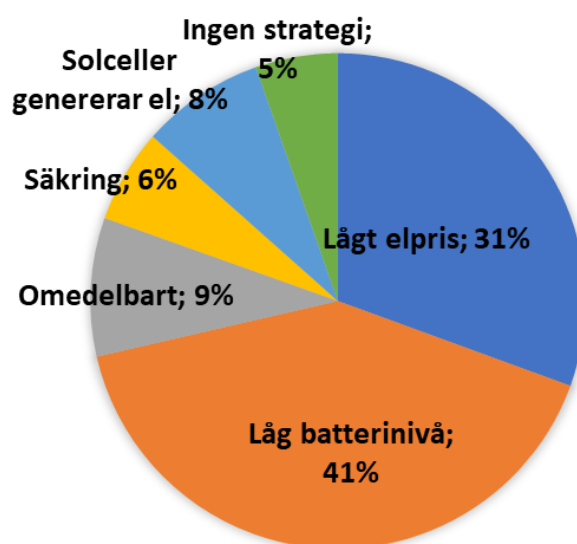
Vi har också analyserat batterinivån (State-of-Charge; SOC) när elbilsägarna kommer hem, se figur 6.3. Det är intressant, men inte så förvånande, att många ofta startar att ladda med en batterinivå på 50% eller mer. Batteriets fulla kapacitet utnyttjas alltså sällan för de dagliga resorna. Detta möjliggör också att elbilarna kan återmata el till nätet när de kommer hem, eller att de kan undvika att ladda direkt när de kommer hem för att i stället styra laddningen mot gynnsamma timmar. Elbilsägare med stort batteri, t.ex. över 60 kWh, kan till och med avstå från att ladda vissa dagar i veckan, vilket är positivt då det inte är bra för batteriet att ha för hög batterinivå under längre tid (t.ex. över 80%) då det sliter på batteriet och förkortar livslängden. Laddnivån på batteriet vid hemkomst beror såklart också på batteristorlek i förhållande till den dagliga körsträckan. Våra analyser av den loggade datan visar att de allra flesta laddar upp batteriet till 100% laddnivå/SOC, medan endast ett fåtal slutar ladda på 80% av batteriets kapacitet, vilket egentligen är att föredra för att minska batterislitage.



Figur 6.3: Batterinivå (SOC) när laddningen påbörjas i hemmet uppdelat på olika batterikapaciteter.

Vi har också ställt frågan till de 220 elbilsägarna som deltar i studien, om vilken laddstrategi de har för sin elbil, se resultat i figur 6.4. Idag uppger ca 31 % av de 220 tillfrågade elbilsägarna att de laddar när det är lågt elpris, 41 % att de laddar när de har låg batterinivå medan bara 9 % uppger att de laddar omedelbart oavsett nivå på batteriet och/eller elpris. Endast 6 % uppger att de behöver i dagsläget ta hänsyn till säkringen vid laddning av elbilen hemma och 5 % har ingen direkt strategi alls. Nästan en tredjedel av elbilsägarna (62 elbilsägare motsvarande 28 %) i studien har solceller installerade. Utav de 62 med installerade solceller så är det i dagsläget 17 som tar hänsyn till produktion av egna solceller vid laddning av elbilen.

VILKEN ÄR DIN HUVUDSAKLIGA LADDSTRATEGI VID BOSTADEN?

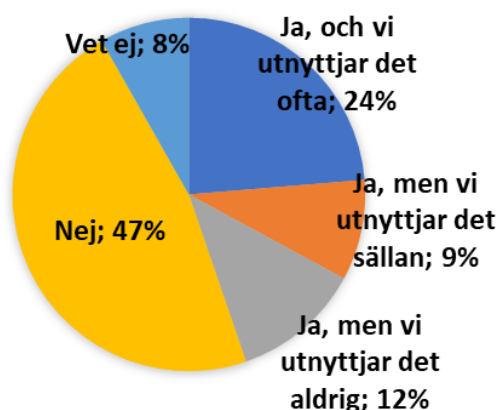


Figur 6.4: Fördelningen mellan olika laddstrategier hos 220 elbilsägare i studien.

Resultaten från modellering av elsystemet och elnätet visar att det finns stora vinster med att flytta laddning till senare under kvällen/natten då elpriset och belastningen i elnäten vanligen är lågt. Ett sätt att minska belastning vissa timmar är att ladda med lägre effekt men under längre tid. I enkäten frågade vi elbilsägarna om de var villiga att ladda med lägre effekt givet att batteriet är fulladdat vid nästa resa. Majoriteten (mer än 90%) av elbilsägarna svarade att de var villiga att ladda med lägre effekt om det antingen kunde hjälpa elnätet, om det gav lägre elräkning eller om det minskade slitaget på batteriet. Av de elbilsägare som svarade på enkäten att de inte var villiga att ladda med lägre effekt delade majoriteten av dem laddare med andra eller hade inte tillgång till privat laddare vid bostaden utan laddade vid en publik laddstation i anslutning till hemmet. I modelleringen i detta projekt har vi visat att återmatning till elnätet, V2G, har stor potential att bidra med olika typer av tjänster till elsystemet (batteri-arbitrage, "peak shaving", frekvensreglering, effektreserven, etc), men hade bara 2 av 220 elbilsägare i studien i dagsläget tekniska möjligheter att tillämpa V2G.

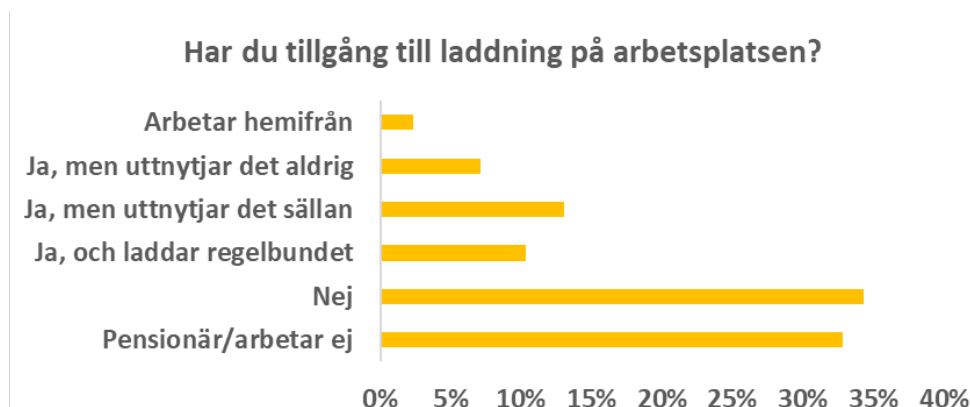
År 2022, och delar av 2023, har varit år med ovanligt höga elpriser i Europa. Det har också varit stora skillnader i elpriser över året och mellan timmar inom samma dygn. Detta har, bland annat, berott på begränsad naturgastillgång i Europa och på grund av kriget i Ukraina. I modelleringen av framtida elsystem med större andel sol- och vindkraft ser vi också att det kommer att bli vanligare med fluktuationer i elpriser mellan olika timmar, se figur 4.10. Av de elbilsägare som deltog i studien har nästan hälften (44 %) svarat att de högre elpriserna har påverkat var och/eller när de laddar sin elbil, vilket tyder på att det finns en stor potential att styra laddningen hos elbilsägare med pris. Figur 6.5 visar andelen som har möjlighet att styra sin laddning i hemmet med en laddbox eller app. Ungefär 25 % av elbilsägarna i studien har timprisavtal på el och nära 25 % har också möjlighet att styra sin laddning och utnyttjar det ofta. Av de som styr sin laddning, gör de allra flesta det med sin app eller via laddboxen medan endast 10 % styr manuellt. Nästan hälften (47 %) saknar dock möjligheten att styra laddningen med sin laddbox eller app.

FINNS DET MÖJLIGHETER ATT STYRA LADDNINGEN I HEMMET MED EN LADDBOX?



Figur 6.5: Andel elbilsägare med möjlighet att styra sin laddning i hemmet med en laddbox eller app.

Studien visar att de allra flesta laddar sin elbil hemma och endast undantagsvis på arbetet eller vid publika laddstationer, och då främst i samband med semester- och nöjesresor (figur 6.6). Anledningen till att inte ladda utanför hemmet (t.ex. på arbetet) uppger elbilsägarna beror på att elbilen ej behöver laddas och att det är dyrare att ladda på arbetet/publik laddstation. Vi har också sett i enkäten att det ofta uppstår köer vid laddning vid publika laddstationer i semestertider.

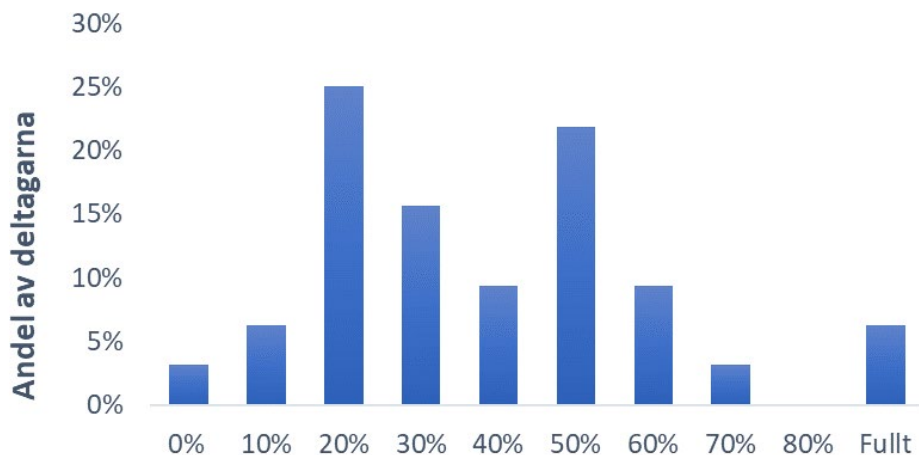


Figur 6.6: Tillgång till laddning och utnyttjande av laddning på arbetsplatsen.

Behovet av flexibilitet, som elbilar kan bidra med, beror på de lokala förutsättningarna – om det lokalt behövs tillgång på effekt, frekvensreglering, etc. Vi har ännu inte analyserat andra platser än hemmet där elbilsägare står parkerade med tillgång till laddare under längre tid. Ett scenario skulle kunna vara att elbilsägare kopplar upp sig till elnätet på arbetsplatsen, även om batteriet inte behövs laddas ur körsynpunkt, utan för att elbilen då kan bidra med effekt till det lokala elsystemet på arbetsplatsen. Det skulle kunna innebära att elbilen laddar extra mycket hemma (utanför staden) där elnätet är starkare för att sedan åka till arbetsplatsen, (i staden) för att ladda ur delar av batteriet och bidra med energi och effekt lokalt under dagen i ett svagare stadsnät. Elbilsbatteriet blir på så sätt ett flyttbart lager. Potentialen och nyttan av detta behöver dock undersökas i en separat studie.

Vi har också frågat om acceptansen hos elbilsägarna gällande V2G. Som nämnt tidigare har nästan ingen (2 av 220) tekniska möjligheter för att tillämpa V2G. Vi ställde dock frågan till elbilsägarna vilken lägsta batterinivå som de kan tänka sig vid återmatning till elnät. Elbilsägarna fick också förutsättningarna att elbilsbatteriet kommer vara fulladdat vid nästa resa och att de får en mindre ekonomisk kompensation per kWh av återmatad el till elnätet.¹ Figur 6.7 visar den lägsta batterinivån som elbilsägarna kan tänka sig vid V2G. Det är ca 80% av deltagarna som kan tänka sig låna ut 50% av batteriet eller mer. Ungefär 40% av de tillfrågade vill ha en betydande ekonomisk kompensation för att delta med sitt batteri och 46% vill åtminstone ha en symbolisk summa. Det visar också att viljan att bidra till elnätet finns om man som elbilsägare får en ekonomisk kompensation. Det är sedan givetvis osäkert hur olika elbilsägare hade agerat i verkligheten (dvs. skarpt läge).

¹ En förutsättning för ett fullmatat batteri vid nästa resa är att elbilsägaren uppger för den som planerar laddningen vilken tidpunkt som nästa resa ska ske.



Figur 6.7: Lägsta batterinivå som elbilsägarna kan tänka sig vid V2G givet att batteriet är fulladdat vid nästa resa och att de får en mindre ekonomisk kompensation.

För lastbilar har vi, i den mån vi fått tillgång på data, analyserat kör- och laddmönster (se avsnitt 2.2). Potentialen för att styra lastbilsaddning bedöms som relativt liten i förhållande till personbilar. Som beskrivs i kapitel 5 är personbilarnas batterikapacitet enorm jämfört med vad elsystemet behöver i termer av lagringskapacitet. Lastbilarna kommer också ha en stor batterikapacitet sammanlagt, men de kör också längre sträckor per dag och behöver använda mer av sin parkerade tid att ladda för sitt körbehov (jämfört med personbilar). De används också mer under dagtid jämfört med personbilar vilket gör det svårare att bidra med att lagra energi mellan dag och natt. Vi ser det snarare att lastbilars flexibilitet inte är nödvändig för att balansera elsystemet på prisområdesnivå. Men för det lokala elnätet kan en balansering bli väldigt viktigt för att så långt det går slippa förstärka elnätet vid en elektrifiering av en depå. Det kommer vara många lastbilar och bussar som laddar på samma depå – en depå med 30 lastbilar som alla laddar med 100 kW kan därmed behöva uppemot 3 MW. Då är det såklart en fördel att försöka sprida ut laddningen under dygnet för att hålla nere maxeffekten för depån. Däremot ser vi ganska liten potential för V2G från lastbilar. Det kommer också bli svårt att undvika vissa kritiska timmar då lastbilar har större behov av att ladda en viss tid, lika så mindre potential att ladda många lastbilar samtidigt vid stor elproduktion då det lokala elnätet kanske inte klarar det.

Slutsatsen är att många, över hälften, av elbilsägare har möjligheten att styra sin laddning och har utnyttjat att styra mot elpris till följd av de högre elpriser i Sverige under 2022 och 2023. Det är dock fortfarande en stor andel, nästan hälften, som av olika skäl ej har möjlighet att styra laddningen. De flesta har en egen laddbox i hemmet och elbilen står parkerad stora delar av tiden utan att ladda, vilket också ger stora möjligheter till styrning av laddningen mot vissa timmar. Många deltagare har också en hög batterinivå när de kommer hem och parkerar (dvs. ett stort batteri i förhållande till dagliga körsträckan) vilket ger möjligheter till återmatning av el till elnätet kritiska timmar på kvällen. Acceptansnivån hos elbilsdeltagarna i studien visar också att det finns en potential för styrning av laddning och V2G mot en ekonomisk kompensation. I dagsläget är det dock nästan ingen som har tekniska möjligheter med V2G.

7 Referenslista

Energistyrelsen. *Technology data for energy plants*.

<https://ens.dk/en/ourservices/projections-and-models/technology-data>
(2012).

ENTSO-E *System Needs Study - Opportunities for a more efficient European power system in 2030 and 2040*. Brussels, Belgium: 2022

<https://tyndp.entsoe.eu/resources/tyndp-2022-opportunities-for-a-more-efficient-european-power-system-in-2030-and-2040>

Göransson och Johnsson (2023) *Ett framtida elsystem med och utan kärnkraft – vad är skillnaden?* Rapport i forskningsprogrammet Mistra Electrification.

https://research.chalmers.se/publication/536840/file/536840_Fulltext.pdf

Hartvigsson, E., Taljegard, M., Odenberger, M. and Chen, P. (2022) *A large-scale high-resolution geographic analysis of impacts of electric vehicle charging on low-voltage grids*. Energy, 261, p.125180.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125180>

IEA World Energy Outlook, International Energy Agency (2016)

<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2016>

Kobayashi Y., Taljegard M. & Johnsson, F. (2023) *The potential for V2G based on logged EV driving and charging patterns in Sweden*. EVS37 Symposium. Souel, Korea.

Kobayashi Y., Taljegard M. & Johnsson, F. (2023) *A GPS logging and survey-based analysis of charging infrastructure requirements- a Swedish case study of electric vehicles*. The 12th Annual Swedish Transport Research Conference - STRC 2023.

Kobayashi Y., Taljegard M. & Johnsson, F. (2024) *A GPS logging and survey-based analysis of charging infrastructure requirements- a Swedish case study of electric vehicles*. Journal paper to be submitted for publication.

Lundblad, T., Taljegard, M., Mattsson, N., Hartvigsson, E. & Johnsson, F. (2024) *An open data-based model for generating a synthetic low-voltage grid to estimate hosting capacity*. Sustainable Energy, Grids and Networks, 101483.

Lundblad, T., Romero Del Rincón P., Taljegard, M., Mattsson, N., Hartvigsson, E. & Johnsson, F. (2024) *Generating synthetic distribution grids to enable large-scale estimations of hosting capacity, an introduction to the REGAL model*. Gothenburg, Sweden. To be submitted for publication.

William Huynh (2023) *Optimizing heavy duty vehicle battery size and its impact on charging strategy*. Master thesis. Chalmers University of Technology.

<http://hdl.handle.net/20.500.12380/306520>

Öberg, S., Odenberg, M. & Johnsson, F. (2022) *The value of flexible fuel mixing in hydrogen-fueled gas turbines – A techno-economic study*. International Journal of Hydrogen Energy 47.74 (2022): 31684-31702.

PÅVERKAN PÅ ELSYSTEMET OCH ELNÄTET AV EN STORSKALIG ELEKTRIFIERING AV FORDONSFLOTTAN

Forskningsprojektet Ett elsystem för elfordon hade som syfte att ta ett helhetsgrepp om den förväntade elektrifieringen av fordonsflottan och dess inverkan på elsystemet. I det arbetspaket som presenteras i denna rapport modellerades analyserades effekter på elsystemet och lågspänningsnätet (400V).

Analysen som presenteras bygger främst på resultat från två olika modeller och loggning av 220 privatägda elbilar i Sverige. Slutsatserna kring elladdningens påverkan på lågspänningsnätet pekar bland annat på att tätbefolkade områden kommer uppleva störst antal problem, främst med överbelastade transformatorer. Problemen ökar initialt i en långsam rikt, men ökar i takt med att andelen elbilar i fordonsflottan växer.

Modelleringen visar däremot att en laddstrategi där elbilsägare styr sin laddning mot både ett lågt elpris och en lokal nättariff innebär stor potential för elbilar att bidra med flexibilitet till elsystemet. Därmed förbättras elbilarnas möjlighet att integreras i det lokala elnätet och behovet av nätförstärkningar kan reduceras. Om elbilarna laddas oplanerat kan elektrifiering av transportsektorn komma att öka effektbehovet i Sverige under toppeffekttimmen med ca 5 GW till 2045 (från 39 GW till 44 GW).

Från elsystemperspektiv kommer investering i mycket vind- och solkraft vara kostnadsoptimalt oavsett laddstrategi, men styrning av laddning (med eller utan V2G) kan minska behovet av investeringar i lagringskapacitet så som stationära batterier och vätgaslager.

Ett nytt steg i energiforskningen

Forskningsföretaget Energiforsk initierar, samordnar och bedriver forskning och analys inom energiområdet samt sprider kunskap för att bidra till ett robust och hållbart energisystem. Energiforsk är ett politiskt neutralt och icke vinstutdelande aktiebolag som ägs av branschorganisationerna Energiföretagen Sverige och Energigas Sverige, det statliga affärsverket Svenska kraftnät, samt gas- och energiföretaget Nordion Energi. Läs mer på energiforsk.se.