



UPPSALA
UNIVERSITET

UPTEC STS 18005

Examensarbete 30 hp
Februari 2018

Elbilens påverkan på elnätet vid hemmaladdning och tekniker för effekttoppsreduktion

En fallstudie på två av Sala-Heby Energis
lågspänningsnät

Pontus Eriksson



UPPSALA
UNIVERSITET

Teknisk- naturvetenskaplig fakultet
UTH-enheten

Besöksadress:
Ångströmlaboratoriet
Lägerhyddsvägen 1
Hus 4, Plan 0

Postadress:
Box 536
751 21 Uppsala

Telefon:
018 – 471 30 03

Telefax:
018 – 471 30 00

Hemsida:
<http://www.teknat.uu.se/student>

Abstract

The impact of home charging from electric vehicles on the distribution grid and techniques to reduce power peaks

Pontus Eriksson

In order to reach climate goals regarding the reduction of carbon dioxide in the environment, the decarbonisation of the transport sector plays a crucial role. Along with this revolution, electric vehicles will most likely be a candidate to replace market shares from gasoline and diesel.

The deployment of electric cars is now starting to increase, by over 2 millions electrical vehicles running on the streets world wide in year 2016, which is more than the double compared to previous year.

This master thesis examines home charging and its impact on the distribution grid of two types, one in a smaller urban area and one in a rural area in the Swedish city Sala. Different integration levels of electric vehicles are examined regarding voltage drop, relative loading of conductors and transformers, and the voltage symmetry with charging only on one phase.

The simulations are made in the NIS-based system dpPower based on charging data from Grahm et.al.(2013), and the study of power peaks is made in Matlab with the use of consumption data from customers.

The results show that the transformer is the only limitation in the grid of the urban area, which fails at an integration level of 50 percent at 11 kW of charging. Compared to the grid in the rural area which reacts more strongly of home charging. In this case it is most likely to fail at 30 percents integration at 3,7 kW of charging. Also a greater accuracy has to be taken into account here regarding the placing of one phase-chargers at different phases. This in order to not exceed the 2 percent limit of voltage symmetry.

With the aim to reduce power peaks, the grid seems to benefit from high demand response and local battery storage, which reduce the power peaks to an extent that could be comparable to reducing the integration level of electric vehicles from 50 to 30 percent.

Handledare: Oscar Willén
Ämnesgranskare: Joakim Widén
Examinator: Elisabet Andrésdóttir
ISSN: 1650-8319, UPTec STS 18005

Förord

Detta examensarbete har utförts som ett sista led i min civilingenjörsutbildning på programmet System i teknik och samhälle vid Uppsala Universitet i samarbete med Sala-Heby Energi AB.

Jag vill passa på att tacka att jag fick förmånen att utföra detta examensarbete hos er på Sala-Heby Energi och vill rikta ett extra stort tack till min handledare Oscar Willén som varit till stor hjälp med studien, då han ständigt funnits tillgänglig och kontinuerligt bidragit med värdefulla synpunkter.

Jag vill även rikta ett stort tack till min ämnesgranskare Joakim Widén på institutionen för teknikvetenskaper som bidragit med sin expertis inom området och som ständigt varit kontaktbar. Slutligen vill jag även tacka Joakim Munkhammar på samma institution för hjälpen med att simulera laddningsdata.

Pontus Eriksson

Uppsala, februari 2018

Sammanfattning

För att nå uppsatta klimatmål om en fossilfri fordonsflotta måste det till en revolution i transportsektorn för att fasa in gröna bränslealternativ och vad som förväntas ta en stor del av de framtida marknadsandelarna från bensin och diesel är elektrifierade fordon.

Mellan åren 2015 och 2016 fördubblades antalet elbilar globalt och överskred 2 miljoner och bara i Sverige fanns det 43 500 laddningsbara fordon 2017, med en ökning som sker exponentiellt. Dessutom premierar Sverige elbilar och infrastrukturen runt ett elektrifierat fordonssystem vilket kan innebära att intresset kring elbilar ökas ytterligare.

Vad som dock har blivit föremål för forskning är huruvida elnätet, och i synnerhet lågspänningsnät kan komma att påverkas från elbilsladdning, då denna företeelse implicerar höga effektuttag. Sker dessutom laddning av elbilen samtidigt av en stor skara elbilsanvändare i samma område, kan det leda till att elnätet är för svagt dimensionerat på vissa ställen. Detta kan leda till elkvalitetsproblem som exempelvis spänningsfall och överbelastningar i ledningar och transformator.

Denna studie utreder huruvida två av lågspänningsnäten, ett stadsnät och ett landsbygdsnät, som drivs av Sala-Heby Energi Elnät AB, förväntas påverkas vid 3,7 respektive 11 kW laddningseffekter, förutsatt att olika andelar av fordonsflottan har konverterat till elbilsdrift.

Simuleringarna har utförts i det NIS-orienterade programvaran dpPower, där lastberäkningar gjorts efter utplacering av projekterade laster vid anslutningspunkterna.

Resultatet visar att transformatorn är den begränsande faktorn i stadsnätet vid elbilsladdning. För landsbygdsnätet är situationen mycket annorlunda, då det påverkas starkare av laddning och klarar med största sannolikhet inte av en integration på 30 procent vid 3,7 kW-laddning. Dessutom bör en större noggrannhet läggas vid inkoppling av laddningsanordningar i landsbygdsnät med avseende på att fördela belastningen mellan faser i facken. Detta eftersom att spänningsosymmetrin har en tendens att annars bli högre än 2 procent.

Med målet att reducera effekttoppar visar efterfrågeförmågan för laddning och installation av lokala batterilager, att effekttoppen under ett dygn kan sänkas till att motsvara 30 procents integration, jämfört med 50 vid 3,7 kW laddning och från 50 till 10 procents integration med hjälp av smart laddning vid 11 kW laddning. Dessa åtgärder är något som skulle ha möjlighet att bidra med godkända spännings- och belastningsnivåer för landsbygdsnätet för högre integrationsnivåer.

Innehållsförteckning

1.	Inledning	1
1.1	Syfte och frågeställningar	2
1.2	Avgränsningar	2
1.3	Disposition	3
1.4	Tidigare forskning	3
2.	Bakgrund	4
2.1	Sveriges elnät.....	4
2.1.1	Lokalnät	4
2.1.2	Sala-Heby Energi Elnät	4
2.2	Elbilar.....	5
2.2.1	Elbilar i Sverige.....	5
2.2.2	Laddningsteknik.....	6
2.3	Effektoppar	7
2.4	Tekniker för effektoppsreduktion	8
2.4.1	Efterfrågeflexibilitet	8
2.4.2	Lokala batterilager	9
2.4.3	Smart laddning.....	10
2.5	Elkvalitet	10
2.6	Förluster i elnätet.....	11
2.7	Teori	11
2.7.1	Långsamma spänningsförändringar	11
2.7.2	Spänningsosymmetri	12
2.7.3	Effektförluster.....	13
2.7.4	Begränsningar i ledning och transformator	14
2.7.5	Omsättningskopplare	14
2.8	Nätbeskrivning.....	15
2.8.1	Johannisbäck.....	16
2.8.2	Mälby	18
3.	Metod.....	20
3.1	Val av nät.....	20
3.2	Simulering av elkvalitet.....	20
3.2.1	dpPower.....	21
3.2.2	Simulering av spänningsosymmetri	21
3.2.3	Val av effektfaktor	22
3.2.4	Studerade parametrar.....	22
3.3	Datamodell för elbilsladdning.....	22

3.4	Analys av laddningsdata.....	23
3.5	Analys av andel hushåll med laddning.....	26
3.6	Val av anslutningspunkter.....	27
3.7	Effekttoppsreglering.....	29
3.7.1	Flexibel laddning.....	31
3.7.2	Smart laddning.....	33
3.7.3	Lokala batterilager	33
3.8	Nätåterställning.....	34
3.8.1	Reglering av omsättningskopplare.....	34
3.8.2	Ledningsförstärkning	35
3.9	Jämförelse av förluster	35
3.10	Validering av Velandermodell	36
4.	Resultat	37
4.1	Johannisbäck.....	37
4.1.1	3,7 kW	37
4.1.2	11 kW	39
4.1.3	Transformatorbelastning.....	40
4.1.4	Effekttoppar	41
4.2	Mälby.....	45
4.2.1	3,7 kW	45
4.2.2	11 kW	48
4.2.3	Transformatorbelastning.....	49
4.2.4	Effekttoppar	50
4.3	Validering av Velandermodell	54
4.4	Förlustberäkning.....	55
4.5	Nätåterställning.....	58
4.5.1	Fall 1: Johannisbäck 11 kW – 50%, 100%.....	58
4.5.2	Fall 2: Mälby 3,7 kW– 50, 100% & 11 kW–30%.....	59
4.5.3	Fall 3 Mälby 11 kW – 100 %	60
5.	Diskussion	64
5.1	Långsamma spänningsvariationer	64
5.2	Relativa belastningar i ledningar och transformator	65
5.3	Osymmetri	66
5.4	Effekttoppar	66
5.5	Förluster	68
5.6	Validitet av beräkningar i dpPower	68
5.7	Nätåterställning.....	69
5.8	Felkällor	70

5.9	Avslutande diskussion	70
6.	Slutsatser	72
6.1	Framtida forskning	73
	Referenser.....	74
	Appendix	78

1. Inledning

Sverige ska bli ett av världens första fossilfria välfärdsländer och för att nå dit krävs att alla aktörer i samhället arbetar aktivt för att minska utsläppen av växthusgaser. En stor del av denna omställning är förändringen av transportsektorn med målet att minska dess fossilberoende. Här kommer energieffektivisering och utvecklingen mot elektrifiering av transportsektorn vara såväl nödvändig som möjlig (Regeringskansliet, 2017).

Den globala elbilsflottan passerade 2 miljoner år 2016, vilket är en fördubbling mot föregående år och vittnar om att en revolution är på gång inom transportsektorn (IEA, 2017), och baserat på en enkätundersökning utförd av Energimyndigheten visar att över 50 procent av de som ska köpa en bil inom fem år kan tänka sig en laddhybrid eller en elbil. Dessutom är sju av tio positiva till laddningsbara fordon och ännu fler tror att dessa har möjligheter att utgöra en stor andel av elbilsflottan i framtiden (Energimyndigheten, 2017).

Då allt fler laddar sin elbil i hemmet innebär det en ökad last, vilket i sin tur ställer större krav på elnätets kapacitet. Särskilt blir effekten extra stor i de fall då laddningen sammanfaller med ursprungliga effekttoppar, vilket kan medföra stora fluktuationer av konsumenternas effektuttag (IEA, 2017).

Elbilsladdning kan komma att ha en betydande påverkan på elnätet med konsekvenserna att krafttillförseln inte räcker till eller är av dålig kvalitet. Storskalig elbilsladdning kommer även att kräva en optimering med avseende på tajmingen från laddningssessionerna och effekten som tas ut från uttaget. Dessutom förväntas det att man i ett framtida smart elnät kommer implementera ett samspel mellan bil och elnät, en teknik som kallas vehicle-to-grid. För snabbare laddning kommer högst troligt även stationär lagring att användas på lokal- eller distributionsnätetsnivå för att jämna ut fluktuationerna (IEA, 2017).

Idag är det svårt att säga om hur det framtida elnätet kommer att belastas av elbilar, då prognoser av denna typ är mycket ovissa, mycket på grund av bristen på empiriska data från elbilsladdning då utvecklingen ännu är i sin linda. Men genom att studera elnätet med simulerade elbilsdata, kan en övre gräns approximeras där de rådande lågspänningsnäten förväntas ge vika. Denna typ av analyser kan ge en större förståelse för den kapacitet Sveriges lågspänningsnät klarar av och möjligtvis påskynda utvecklingen mot smarta tekniker, eller som underlag för att i god tid planera en större utbyggnad av näten, innan en större elbils-boom slår till.

1.1 Syfte och frågeställningar

Syftet med denna studie är att utreda hur lågspänningsnät påverkas då elbilar integreras för laddning i hemmet vid olika integrationsgrader av fordonsflottan och hur det påverkar elkvaliteten i ett starkare stadsnät, och ett svagare landsbygdsnät. Dessutom studeras hur effektkurvor i nätet ter sig vid elbils-laddning under en höglast-vecka, samt under en höglast-dag, för att på så sätt simulera den maximala belastningen på näten i framtiden. Slutligen är syftet att redogöra för åtgärder som kan tillämpas för effekttopsreducering, vilken nytta lokalnätsföretag kan ha för att utnyttja dessa, samt exemplifiera för några scenarion för vilka effekter dessa tekniker kan bidra med för att mildra effekttoppar.

Syftet leder fram till följande frågeställningar:

- Hur påverkas två av Sala-Heby Energis Elnäts (SHEe) lågspänningsnät vid integration av elbils-laddning i hushållen med avseende på spänningsfall, relativ belastning i ledare och transformator, nätförluster samt spänningsosymmetri?
- Hur stora blir effekttopparna vid elbils-laddning och hur kan dessa mildras med hjälp av efterfrågefleksibilitet hos kunderna, efterfrågefleksibilitet kombinerat med smart laddning, samt med hjälp av lokala batterilager?
- Vid vilken integrationsnivå av elbils-laddning når näten inte upp till kraven gällande spänningsfall, spänningsosymmetri, och relativ belastning i ledare samt transformator?
- Hur kan godkända nivåer på elkvalitet och belastning återställas med hjälp av reglering av omsättningskopplare och ledningsförstärkning och vad blir i så fall kostnaden för dessa åtgärder?

1.2 Avgränsningar

- I studien avgränsas arbetet till att alla bilar har samma parametrar gällande batterikapacitet och förbrukning.
- Avseende elkvalitet studeras långsamma spänningsförändringar och osymmetri. Övertoner, transienter och flimmer undersöks inte, då beräkningsstödet inte finns tillgängligt för programvaran dpPower. Dessutom görs simuleringar vid kritiska punkter i nätet, och tar därmed inte hänsyn till tidsberoendet, vilket är ett krav för att undersöka snabba spänningsförändringar.
- Nätförlusterna avgränsas till aktiva belastningsförlusterna, vilket innebär att tomgångsförlusterna i transformatorn, samt de reaktiva förlusterna i ledningarna inte tas med i beräkningarna.
- Trefas-simuleringar har gjorts för 3,7 respektive 11 kW och enfas-simuleringar har utförts för 3,7 kW, där alla bilar laddar på en och samma fas i elnätet. Enfas-simuleringarna redovisar spänningsosymmetri för samtliga integrationsgrader, och spänningar vid anslutningspunkter samt ledningsbelastningar vid 50 procents elbilsintegration. Detta för att kunna jämföra resultatet med trefas-anlutning för detta scenario.

1.3 Disposition

Först ges en bakgrund om det svenska elnätet, som leder in på SHEe:s verksamhet och vidare in på dess lågspänningsnät. Föreläsningsvis beskriver bakgrunden elbilsutvecklingen i Sverige och lite om den rådande laddningstekniken. Bakgrunden beskriver föreläsningsvis effekttoppar, om varför de inte är önskade i ett lågspänningsnät följt av några åtgärder och tekniker som kan mildra dessa, i synnerhet i kombination med elbilsladdning. Slutligen redogörs för begreppet elkvalitet och teori kring de studerade parametrarna samt en övergripande bild av de två lågspänningsnäten i kapitlet nätbeskrivning.

Efter bakgrunden följer metodavsnittet som ger en beskrivning över vilka antaganden som gjorts, samt hur simuleringarna gått till väga i dpPower såväl som beräkningarna av effekttoppar i Matlab.

Därefter följer resultatavsnittet som redogör för varje lågspänningsnät för sig uppdelat på de två effektnivåerna som ingått i studien. Därefter följer resultaten för effekttoppar under en vecka och dag med hög last, där även effekttoppsreduktionen redovisas. Resultatet avslutas med förlustberäkningarna i de olika fallen för effekttoppar, samt en överblick på tre fall av nätåterställning som kan komma att behöva göras i framtiden.

Diskussionsdelen analyserar var och ett av resultatens delar, som slutligen leder fram till studiens slutsatser.

1.4 Tidigare forskning

I ett examensarbete från Karlstads Universitet, utförde Timmy Arntsson en studie där elbilsladdning med 5 respektive 11 kW placerades ut i ett stadsnät respektive ett landsbygdsnät. Vad resultaten visar är att spänningsvariationerna i stadsnätet varierade mellan 228-232 V vid 5 kW laddning och 50 procents elbilsintegration, och mellan 222-231 V vid 11 kW laddning för samma andel elbilar. För landsbygdsnätet var den undre gränsen 214 V vid 5 kW laddning och vid 11 kW nådde 14 av 22 kunder inte upp till spänningskravet på 207 V (Arntsson, 2015).

Clement et.al. studerar ett av Belgiens lokalnät där okontrollerad laddning utreds vid tre olika tider. Mellan kl. 24-02, 18-20, samt laddning under dagen. Testerna görs på ett nät med 34 anslutningspunkter med både låga och höga effekttuttag under sommar och vinter. Andelen elbilar i studien är 0, 10, 50 och 100 %. Slutsatsen är att integrationen av elbilar djupt påverkar effektförluster och spänningsvariationer på lågspänningsnät och att problemet är för essentiellt för att undvikas (Green et.al, 2011).

2. Bakgrund

2.1 Sveriges elnät

Det finns i princip två kategorier av elnät, transmissionsnät och distributionsnät, men i Sverige delar vi in det i tre kategorier. Stamnät (transmissionsnät), region- respektive lokalnät (distributionsnät). Transmissionsnäten överför stora mängder energi över långa sträckor med mycket låga förluster. Den elektriska kraften överförs sedan till regionnäten, där den når ut till städer och större orter och även till större användare som industrier. Slutligen distribueras elen till små användare via lokalnäten (IVA, 2016).

Stamnätet har en spänning på mellan 220 kV och 400 kV och förvaltas av det statliga affärsverket och myndigheten Svenska kraftnät som också har systemansvaret för hela det svenska elsystemet. Stamnätet består av 15 000 km ledning, 160 stationer och fem förbindelser till utlandet. Regionnäten håller i huvudsak en spänning mellan 20 kV och 130 kV och förbinder stamnätet med lokalnätet, produktionsanläggningar och elintensiva industrier. Större delen av de svenska regionnäten ägs av elnätsföretagen E.ON Elnät Sverige, Vattenfall eldistribution och Ellevio (IVA, 2016).

2.1.1 Lokalnät

Lokalnätet har i huvudsak en spänning på mellan 0,4 kV och 20 kV och överför elektriciteten från regionnäten till slutkunderna, som främst är bostäder och lokaler. I Sverige finns det ungefär 170 elnätsföretag, varav 129 är kommunala bolag, som äger och driver lokal- och regionnät (IVA, 2016).

Nätstationer är gruppnamnet för de transformatorstationer som används för lågspänningsdistribution och kan vara både av typen stolpstation som markstation. Dessa transformerar ner spänningen för att sedan distribuera den vidare. Det vanligaste sättet att skilja nätstationerna åt är efter antalet transformatorer och vilken märkeffekt de har. Ett annat skiljestätt är antalet fack, vilka är de ingående och utgående ledningar för nätstationen. Kablarna från nätstationen till konsumenterna går normalt via ett kabelskåp. Dessa verkar som spänningsnav, som underlättar för i- och urkoppling av anslutningspunkter (KTH, 2008).

2.1.2 Sala-Heby Energi Elnät

Sala-Heby energi AB bildades 1973 och är en lokal leverantör av el, värme och energieffektivisering. Det ägs till 87,5 procent av Sala kommun och 12,5 procent av Heby kommun. Bolaget har två dotterbolag, dels HESAB som arbetar med energieffektivisering, dels Sala-Heby Energi Elnät (SHEe) som äger, driver och underhåller elnätet i stora delar av kommunerna Sala och Heby (Sala-Heby Energi, 2018).

SHEe har ungefär 1400 km ledning, varav 450 km är luftledning. Majoriteten av luftledningarna är belägna på landsbygden, 450 km är jordkabel i tätort/city och 500 km är jordkabel på landsbygd. Totalt levererar SHEe elektricitet till ca 13 600 hushåll. Av dessa är 9 500 belägna i Sala, 4 050 i Heby och ca 50 i Norberg. SHEe når ut till ungefär 95 procent av hushållen i Sala, resterande står Vattenfall för. I Heby är motsvarande siffror 60 procent, där Vattenfall och Upplands Energi står för resterande del. Uppskattningsvis är 9500 av hushållen belägna i tätort och 4500 på landsbygd (Willén, 2018).

Alla SHEe:s kunder förutom lägenhetskunder debiteras med effekttariff, vilket innebär att kunden betalar för den utnyttjade effekten. Effekttariff innebär att kunden har större möjlighet att planera och styra sina uttag. Från och med den 1 januari 2018 kommer effekttariffen för SHEe:s kunder att beräknas som ett medelvärde på de tre högsta topparna mellan kl. 07-19 på vardagar (Sala-Heby Energi, 2018).

2.2 Elbilar

För att minska vägtrafikens klimatpåverkan, behöver den svenska bilparken genomgå en omställning mot förnybara bränslen och en ökad energieffektivitet. En betydande majoritet av transportsektorns utsläpp av växthusgaser kommer från den inhemska vägtrafiken, vilket i sin tur innebär att förändringar av fordonsflottans utsläpp har en markant betydelse för transportsektorns klimatpåverkan. En omställning till alternativa bränslen är även nödvändigt för att nå 2030-målen om en fordonsflotta oberoende av fossila bränslen (Trafikanalys, 2016).

Med elbilar i systemet, relateras den övergripande lastprofilen till laddningsbeteendet av elbilsföraren. Med en liten andel elbilar kanske elkraftssystemet inte drabbas nämnvärt, men ett slumpmässigt laddningsbeteende orsakat av många elbilar kan leda till överlast, spänningsfluktuationer och effektförluster. Tiden för laddning och laddningseffekten är två nyckelfaktorer man studerar för att utreda effekten av en storskalig elbilsintroduktion (Energimarknadsinspektionen, 2016).

Nyregistreringen av elbilar i världen slog nya rekord 2016, med över 750 000 sålda fordon och med en 29-procentig marknadsandel har Norge uppnått den mest lyckfyllda utbredningen i världen följt av Nederländerna (6,4 procent) och Sverige (3,4 procent) (IEA, 2017).

2.2.1 Elbilar i Sverige

Sverige var tidigt ute med olika satsningar för att öka andelen elfordon som kan drivas med förnybara bränslen. Ett av de första projekten drevs av Verket för näringslivsutveckling mellan 1992-1998 och resulterade i att 150 elbilar köptes. Totalt fanns det 297 elbilar i Sverige 1998 (Trafikanalys, 2016).

Under 2000-talet ökade försäljningen av etanolbilar i Sverige snabbt och dessa utgjorde en majoritet av den del av Sveriges personbilsflotta som kunde drivas med ett alternativt bränsle. Under 2009 började dock nyförsäljningen av etanolbilar att minska. Istället har laddhybrider, elhybrider och rena elbilar blivit allt vanligare sedan 2012. Ökningen av gasbilar har legat på en relativt jämn nivå de senaste åren (Trafikanalys, 2016).

Den svenska regeringen valde 2016 att halvera premien för laddhybrider, från 40 000 kr 2015, till 20 000 kr. Elbilspremien på 40 000 kr har behållits för rena elbilar sedan 2011. Detta sammanträffar med en stark ökning av försäljning av just laddhybrider 2016, jämfört med 2015, medan försäljningen av elbilar har hållits konstant under samma period. Den stora ökningen av laddhybrider, bortsett från rabattreduktionen, kan vara till följd av den stora andelen företagsbilar och incitamenten resulterande i skattelättnader för laddhybrider jämfört med konventionella bilar. Dessutom kan det bredare utbudet på marknaden de senaste två åren ha influerat konsumenterna (IEA, 2017).

Idag finns det ca 43 500 laddningsbara fordon i Sverige, varav 30 procent av dessa är rena elbilar. Mellan perioden november 2016 – november 2017 skedde en 62 procentig tillväxt av laddningsbara fordon i Sverige (Elbilsstatistik, 2017) och enligt en prognos gjord av Trafikanalys, förväntas antalet rena elbilar öka med 30 procent årligen fram till år 2020, och antalet laddhybrider öka med 50 procent årligen fram till 2020 (Trafikanalys, 2017).

Sweco har i en rapport tagit fram ett scenario för utvecklingen av Sveriges personbilsflotta år 2030. Bedömningarna utgår från beslutad politik från 2017, samt på kunskap inom området baserat på litteraturstudier och intervjuer. I scenariot har rena elbilar och laddhybrider tillsammans tagit en marknadsandel på 19 procent (Trafikanalys, 2017).

2.2.2 Laddningsteknik

Laddningsbara fordon, vilket är laddhybrider och rena elbilar använder elnätet för att ladda sitt batteri, till skillnad från elhybridfordon som laddar batteriet under drift. Laddning kan ske på olika platser och med olika laddningseffekt. De laddningsbara fordonen har det gemensamma att huvuddelen av de laddas där de normalt parkerar. Användarstudier visar att i genomsnitt 80-90 procent av den el som används, laddas där fordonen vanligtvis står parkerad nattetid, vilket för privatpersoner är vid hemmet och som även är den plats den befinner sig på 95 procent av sin livstid (Naturvårdsverket, 2016).

För att kunna ladda ett elfordon krävs tillgång till ett laddningssystem, och det brukar skiljas på olika typer av laddning beroende på vilken effekt systemet har. En låg laddningseffekt ger en långsam laddning, medan en hög effekt leder till en kortare laddningstid. Hur lång tid det tar att ladda ett batteri fullt beror även på vilken

batterikapacitet elbilen har. Hur lång körsträckan blir beror förutom laddningseffekt och laddningstid även på hur mycket fordonet förbrukar (Svenskenergi, 2014).

De begrepp som idag används vid laddning med laddkabel är normalladdning, semi-snabb laddning, och snabbaddning (Svenskenergi, 2014). Normalladdning är den vanligaste typen av elfordonsladdning och innebär att fordonet laddas med låg laddningseffekt. Att ladda från tomt, till fullt batteri med en elbil tar upp till åtta timmar. Detta är den typ av laddning som sker i hemmet under natten eller på arbetsplatsen under dagen (Emobility, 2017). Laddstationen bör vara av typen *mode 3 typ 2* för att konsumenten ska kunna erhålla en pålitlig och säker laddning. Vid mode 3 har en elektriker kontrollerat att laddningsanordningen inkluderar nödvändiga säkerhetsanordningar, och typ 2 kontakten är robust och tål hög ström. Laddningen med standarden *mode 3 typ 2* ger en maximal laddningseffekt på 3,7 kW (enfas 230 V, 16 A), beroende på hur laddstationen är dimensionerad. De laddstationer som finns och planeras i Sverige, är idag med några få undantag avsedda för normalladdning och mycket talar för att denna typ kommer att vara dominerande i framtiden (Svenskenergi, 2014).

Semi-snabb laddning är en typ av snabbare normalladdning där det tar mellan 30 min och två timmar att nå full batterikapacitet, och där laddningen sker på tre faser med en effekt från 11 kW vid 230 V och 16 A (Emobility, 2017).

Så kallad snabbaddning vilket oftast är publik laddning utmed landsvägar eller vid infartsparkeringar och resecentrum är inte lika ofta använt och utgör en mindre del av den laddade energin (Naturvårdsverket, 2016). Laddningseffekter upp till 50 kW kan förekomma vid snabbaddning (Emobility, 2017).

2.3 Effekttoppar

En kraftig ökning av transporter som kräver laddinfrastruktur, kommer att innebära högre effekttoppar och därmed att kapacitetsgränsen överskrids på vissa ställen i nätet. Detta på grund av att laddning av elbilar utan styrning eller incitament, troligen kommer att sammanfalla med Sveriges effekttoppar, det vill säga tidig morgon och sen eftermiddag (IVA, 2016).

Att kapa effekttoppar är önskvärt, såväl av tekniska som ekonomiska skäl. För det första ger en jämnare belastning på nätet av en given energimängd, möjligheten att ansluta fler uttagskunder, eller mer elproduktion från förnybara energikällor och laddningsstolpar för elbilar, utan att kapaciteten i nätet behöver öka. En jämnare nätbelastning innebär även att elnätsföretagens abonnemangskostnad för överliggande nät kan sänkas, då denna ofta är utformad efter den maximala effekten. En jämnare last medför även lägre nätförluster (Copenhagen economics, 2017).

Elnätsföretagens möjlighet att uppnå en jämnare belastning ligger främst i att försöka påverka de anslutna kundernas förbrukning och produktion, för att på så sätt erhålla en

jämnare belastning. Detta kan göras med hjälp av utformningen av tariffer, exempelvis effekt- eller tidsdifferentierade tariffer, eller genom laststyrning (Copenhagen economics, 2017).

2.4 Tekniker för effekttopsreduktion

Behovet av flexibilitet i elsystemet förväntas öka väsentligt i framtiden i takt med att den intermittenta, förnybara elproduktionen ökar. På en övergripande nivå kan de resurser som finns för att öka flexibiliteten i elsystemet delas in i flexibel produktion, efterfrågefleksibilitet och energilagring. Traditionellt har elsystemets behov av flexibilitet hanterats med hjälp av produktionsanläggningar som snabbt kan öka eller minska produktionen. I det nordiska elsystemet har i första hand vattenkraften stått för regleringen på ett förhållandevis enkelt och kostnadseffektivt sätt. Men i takt med att den förnybara produktionen ökar, kommer ytterligare flexibilitetsresurser att fordras (Energimarknadsinspektionen, 2016).

Varje lokalnätsbolag har ett avtal mot överliggande regionnät att få ta ut och mata in el vid olika tidpunkter. Avtalet reglerar en kostnad för en maximal effekt som lokalnätsbolaget får ta ut eller mata in. Om effekten överskrider åläggs en straffavgift till regionnätsbolaget. I den tidigare intäktsramsmodellen fanns inga ekonomiska incitament för elnätsbolagen att minska sitt effektbehov gentemot överliggande nät, då avgiften slog direkt igenom på kunden, vilket i sig innebar att resultatet inte påverkades även om elnätsbolaget sänkte kostnaden mot överliggande nät. I den nya intäktsramsmodellen (2016-2019) har Energimarknadsinspektionen justerat dessa bestämmelser för att skapa incitament hos elnätsbolagen att minska sina effekttuttag. I och med detta kan elbolagen med denna modell spara pengar genom att jämna ut sitt effekttuttag (Power Circle, 2016).

2.4.1 Efterfrågefleksibilitet

Efterfrågefleksibilitet handlar om att elkunderna förändrar sin elförbrukning baserat på vissa signaler. Dessa signaler kan innefatta att kunderna minskar sin förbrukning när elnätet är hårt belastat, eller att konsumenterna ökar sin förbrukning då elpriset är lågt. Genom att kundernas förutsättningar för att vara flexibla i sin elanvändning förbättras inger det att kunderna får en starkare ställning på marknaden och kan i större utsträckning göra aktiva avtal för att påverka sin elkostnad (Energimarknadsinspektionen, 2016).

En flexibel efterfrågan är önskvärd då den kan anpassas till tillgänglig produktion och därmed minska risken för effektbrist. På så sätt kan även behovet av att nyinvestera i kraftverk och elnät för att säkerställa energibehovet under topplast undvikas. Det kan även bidra till att utsläppsbelastade produktionsresurser kan behöva startas upp mer sällan under tillfällena med effektbrist (Energimarknadsinspektionen, 2016).

För att uppnå en ökad efterfrågefleksibilitet är det fundamentalt att förstå kundens drivkrafter för att bli mer flexibel i sin användning. De ekonomiska drivkrafterna är centrala, men det finns även drivkrafter som att bidra till miljönytta. Samordningsrådet för smarta elnät har gjort beräkningar som baseras på att hälften av alla personbilar i Sverige på sikt byts ut mot elbilar. Det påvisas att om dessa laddas när de är parkerade utan styrning, jämfört med styrning, så uppskattas effektbehovet till 2000 MW respektive 1000 MW (Energimarknadsinspektionen, 2016).

Andelen lokalnät i Sverige som kommer behöva investera på grund av elbilsladdningen leder till en ökning av lasttoppen under vintertid kan sänkas från 30 till 15 procent med hjälp av efterfrågefleksibilitet. Denna sänkning bedöms vara effekten av användarfleksibilitet hos hushållskunder och styrning av elbilsladdning (Energimarknadsinspektionen, 2016).

2.4.2 Lokala batterilager

Alla former av energilager kan på samma sätt som efterfrågefleksibilitet bidra till att balansera produktion och konsumtion i systemet. Under de senaste åren har batterilager fått en ökad uppmärksamhet, mycket på grund av den snabba teknik- och kostnadsutvecklingen inom området. Egenskaperna hos elektriska batterilager gör att det utöver lagrad energi även kan bidra med ett flertal andra nyttor på olika nivåer i elnätet. Trots den snabba teknikutvecklingen är kostnaden fortfarande hög och vill man kunna visa på samhällsekonomisk effektivitet är det viktigt att ta tillvara på alla de nyttor som ett batterilager kan leverera. Ute på elnätet kan exempelvis ett större batterilager underlätta flaskhalshantering och minska behovet av nätinvesteringar lokalt, samt utnyttjas som producent vid ö-drift av nätet (Energimarknadsinspektionen, 2016). Idag gäller dock att regionnätbolag och Svenska kraftnät inte får äga batterilager, för att inte ha möjlighet att påverka marknadspriset. Dagens lagstiftning, ellagen kap 3 § 16, tillåter lokalnätbolagen att äga batterilager, men användningsområdet är strikt begränsat till att täcka nätförluster eller att tillfälligt ersätta utebliven el vid avbrott (IVA, 2016).

De nyttor som konsumenten kan ha av ett lokalt batterilager i hemmet är bland annat kostnadsoptimering utifrån timprisavtal. Ett minskat effektuttag vid topplast kan ge lägre energikostnad och/eller nätkostnad, ökat utnyttjande av mikroproduktion, egen reservkraft, samt stöd till lokala mikronät (Energimarknadsinspektionen, 2016).

Från en studie utförd av Power Circle, påvisades att för att sänka en villas effekttopp med 40 procent, krävdes ett batteri på 9 kWh om villan värmdes med värmepump och 4 kWh om villan hade fjärrvärme. Dock skulle investeringen vid dagens batterisystempris för båda villatyperna ge en återbetalningstid på drygt 16 år, och en investering med det förväntade batterisystempriset om 10 år, ger en återbetalningstid på drygt sex år (Power Circle, 2016).

Ett företag som erbjuder batterilager till privatpersoner är företaget Box of energy. Ett av deras batterilager har en tillgänglig kapacitet på 9 kWh, med en i- och urladdningseffekt på 3,6 respektive 3,2 kW (Swedish box of energy, 2017).

2.4.3 Smart laddning

Studier på smart laddningskontroll kan grovt delas in i två kategorier. Energiallokering och effektallokering. Vid energiallokering utreds tajmingen av laddningen som optimeras under en tidsperiod. Den relevanta frågan är här var och hur ska elbilsladdningen placeras i tiden för att erhålla den mest önskvärda laddningsprofilen. Vid effektallokering studeras laddningen vid varje tidpunkt. Frågan är här hur den tillgängliga effekten ska allokeras för de anslutna fordonen för att uppnå ett optimalt resultat (Lindgren et.al., 2013).

Smart laddning är ett koncept under utveckling och det har getts förslag på många tillvägagångssätt om hur det kan tänkas tillämpas i ett framtida smart elnät. Det som det i det stora hela handlar om är att laddningsprocesserna måste koordineras utifrån en given målfunktion med begränsningar som kan syfta till att minimera kostnaden eller effektuttaget. Detta sätt att koordinera laddningen kan ske antingen med en centraliserad struktur där elbilarna kommunicerar till en central instans för schemaläggning. Denna arkitektur kanske inte tas emot så positivt av användarna till följd av att de förlorar kontrollen över laddningen. Detta kan dock lösas med en hierarkisk lösning där bara ett begränsat geografiskt område adresseras av optimeringsproblemet (Rajakaruna Et.al, 2015).

Framtidens smarta elnät kan även komma att implementeras med tekniken Vehicle-to-grid, där bilarnas batterier förutom att laddas, även kan tillföra energi till elnätet (Lindgren et.al., 2013).

2.5 Elkvalitet

Begreppet elkvalitet beskrivs huvudsakligen som två delar. Dels leveranssäkerhet, som innebär att elnätet skall vara fritt från avbrott och som anger graden på vilken användaren kan förlita sig på elleveransens ständiga tillgänglighet. Dels spänningssgodhet som syftar till graden till vilken spänningen ständigt är vidmakthållen inom specificerat område. Varje avvikelse i spänningens vågform, nivå eller frekvens, kan betraktas som en kvalitetspåverkan. Små avvikelser påverkar dock sällan varken människor eller utrustning (Energiforsk, 2007).

Elnätsägaren anses ofta ha ansvar för elkvaliteten i det elnät han förvaltar och driver. Det är dock svårt för elnätsägaren att ensamt ta detta ansvar, vilket innebär att elkonsumenterna måste verka som medspelare och exempelvis anmäla till elnätsägaren vid anslutning av störande laster. För att en god elkvalitet ska kunna uppnås, måste både nätägare, anläggningsleverantörer och elkonsumenterna göras delaktiga (Energiforsk, 2007).

Nätstandarder som omfattar både låg- och mellanspänningsnäten, beskriver den elkvalitet som en användare kan förvänta sig av de allmänna elnäten för distribution i Sverige (Energiforsk, 2007).

2.6 Förluster i elnätet

Det finns ingen lagstadgad definition av nätförluster, varken i ellagen eller i föreskrifter. Av propositionen *Ny ellag*, kan dock utläsas att nätförluster innebär skillnaden mellan inmatad energi och den energi som tas ut av kunderna (Energimarknadsinspektionen, 2015).

Energiförlusterna i Sveriges elnät uppgick år 2014 till 8,1 TWh, där lokalnätet stod för 3,5 TWh. De huvudsakliga faktorerna som påverkar nätförlusternas storlek är ledningarnas längd, ledningsdimension (kraftigare ledning ger lägre förluster), spänningsnivå (högre spänning ger lägre förluster), samt strömmens fasläge relativt spänningens (reaktiv effekt). Förlusterna står i direkt proportion till överförd energi och kan variera mycket mellan åren beroende på hur stor den totala förbrukningen är, samt hur driftsituationen ser ut. Optimering av den operativa driften med hjälp av spänningsreglering och reaktiv effektkompensering är två viktiga faktorer för att minska nätförlusterna. Vid utbyggnad av elnätet står ledningsdimensionering i relation till hur stora förluster som den nya ledningen kommer att bidra med (IVA, 2016).

Från en jämförelse av de uppgifter om nätförluster som nätföretagen redovisar till Energimarknadsinspektionen, visar att majoriteten av företagen redovisar förluster mellan 3-6 procent. Endast ett fåtal företag har sedan 2006 redovisat förluster över 10 procent. Dessa värden inkluderar icke-tekniska förluster, där bland annat uttag som ej debiteras eller uttag där mätare saknas tas med (Energimarknadsinspektionen, 2015).

2.7 Teori

2.7.1 Långsamma spänningsförändringar

Ledningar som leder ström har alltid en inneboende resistans eller impedans till strömflödet. Spänningsfall definieras som mängden spänningsförluster som uppstår genom hela den elektriska kretsen till följd av impedans (WPPI, 2013).

Alltför låga spänningar uppträder vanligen till följd av spänningsfall under tider med hög elanvändning och drabbar oftast el-användare som befinner sig långt ut i nätet. Avvikelser från den nominella spänningen kan leda till försämring av den optimala funktionen hos elektriska anläggningar. Vidare kan det leda till en ökad uppvärmning av elektriska material, vilket över tid medför en förkortad livslängd (Elsäkerhetsverket, 2009).

Det finns fyra fundamentala orsaker till spänningsfall:

- 1) Materialet - där koppar är en bättre ledare än aluminium, och kommer därmed ha ett lägre spänningsfall än aluminium för en given längd och kabeldimension.
- 2) Ledningsdimension – större dimensioner ger ett lägre spänningsfall än mindre dimensionerade ledare med samma längd.
- 3) Ledningslängd – Kortare ledningar har lägre spänningsfall än längre för samma dimension.
- 4) Strömledning – Spänningsfall ökar på en ledning med en ökning av strömmen som flödar genom den (WPPI, 2013).

Enligt Energimarknadsinspektionens föreskrifter om krav som ska vara uppfyllda för att överföringen av el ska vara av god kvalitet, slås fast att för långsamma spänningsförändringar får spänningens effektivvärde vara mellan 90 och 110 procent av referensspänningen (Energimarknadsinspektionen, 2013).

2.7.2 Spänningsosymmetri

Då trefas-spänningen i ett nät är symmetriskt består det av spänningar med samma fas, amplitud och frekvens, där faser mellan de tre spänningarna är 120 grader förskjutna sinsemellan. I praktiken är dock osymmetrisk belastning det vanligaste driftfallet (Bollen och Yu-Hua Gu, 2006).

En metod för att beskriva ett osymmetriskt system är med hjälp av symmetriska komponenter, vilket innebär att det osymmetriska systemet delas in i tre symmetriska trefassystem. Dessa är plusföljden, minusföljden och nollföljden, där addition av dessa ger det osymmetriska systemet (Glover et.al., 2016).

Ett symmetriskt trefas-system består enbart av plusföljdsspänningar och i normalt driftfall är minusföljdsspänningen och nollföljdsspänningen mycket mindre än plusföljden. Minusföljden har också en balanserad trefas-spänning men med motsatt fasföljd jämfört med plusföljden och kan sägas vara ett mått på hur ineffektivt systemet är. Nollföljden är medelvärde av de tre fasspänningarna, och har därmed värdet 0 om systemet är symmetriskt (Bollen och Yu-Hua Gu, 2006).

Minusföljden och plusföljden kan beräknas med hjälp av ekvation (1) respektive (2), där U_a , U_b och U_c är fasspänningarna. Termen a är en vridningsoperator och multiplikation med a vrider spänningsvektorn 120 grader i positiv riktning (Bollen och Yu-Hua Gu, 2006).

$$U_1 = \frac{1}{3}(U_a + a \cdot U_b + a^2 \cdot U_c) \quad (1)$$

$$U_2 = \frac{1}{3}(U_a + a^2 \cdot U_b + a \cdot U_c) \quad (2)$$

Som mått på osymmetrin används kvoten av minus- och plusföljdskomponenten uttryckt i procent som visas i ekvation (3).

$$U_{Osym.} = \frac{U_1}{U_2} \cdot 100\% \quad (3)$$

Osymmetriska strömmar leder till osymmetriska spänningar, vilket leder till en ökad uppvärmning av ledningarna till följd av ökade aktiva förluster. Om lika stor effekt skulle överföras i enbart en av faserna jämfört med effekten jämnt fördelat på alla tre faser ökar förlusterna med en faktor 3 (Bollen och Yu-Hua Gu, 2006).

I de flesta fall är osymmetrin under 1 %, men lokalt i lågspänningsnät kan värden upp mot 2 % förekomma. Åtgärder mot spänningsosymmetri är att arrangera om belastningarna så att bättre balans erhålls (Elforsk, 2007). Obalansen mellan fasspänningarna i ett trefasigt växelströmssystem kan ge upphov till minskad prestanda och förkortad livslängd för motorer (Elsäkerhetsverket, 2009).

Under en period motsvarande en vecka ska förekommande tiominutersvärden av spänningsosymmetrin vara mindre eller lika med två procent (Energimarknadsinspektionen, 2013).

2.7.3 Effektförluster

Förluster i elnätet kan delas upp i två olika kategorier, belastningsförluster och tomgångsförluster. Belastningsförlusterna uppstår på grund av impedansen i materialet där det flödar en elektrisk ström, vilket i ledningar beror på resistansen i materialet, dess längd och tvärsnittsarea. För en transformator uppstår aktiva belastningsförluster på grund av resistansen i kopparlindningarna på primär- och sekundärsidan (Glover et.al, 2016).

De aktiva belastningsförlusterna är proportionerliga mot en lednings resistans och kvadraten på strömstyrkan vilket visas i ekvation (4).

$$P_{förluster} = R * I^2 \quad (4)$$

I ledningar och transformatorn uppstår även reaktans som förskjuter fasförhållandet mellan spänning och ström under belastning. Den uppstår på grund av att ledningarna påverkar varandra magnetiskt. I transformatorns fall uppstår reaktansen till följd av att det magnetiska flödet i järnkärnan inte kopplar samman de båda lindningarna mellan primär- och sekundärsida (Glover et.al, 2016).

Tomgångsförluster uppstår då elektriska komponenter är spänningssatta men inte strömbelastade. För ledningar uppstår dessa förluster till följd av läckströmmar mellan ledare eller mellan jord och ledare och för transformatorn uppstår dessa i kärnan och kallas för hysteres och virvelströmmar (Glover et.al, 2016).

2.7.4 Begränsningar i ledning och transformator

Transmissionsledningar och kablar har en unik nominell ström till följd av termiska egenskaper som beror på ledningsmaterial och dimension. För transformatorn sätts begränsningen av en nominell effekt som inte får överskridas, då transformatorn kan riskera att gå sönder till följd av överhettning (Glover et.al., 2016).

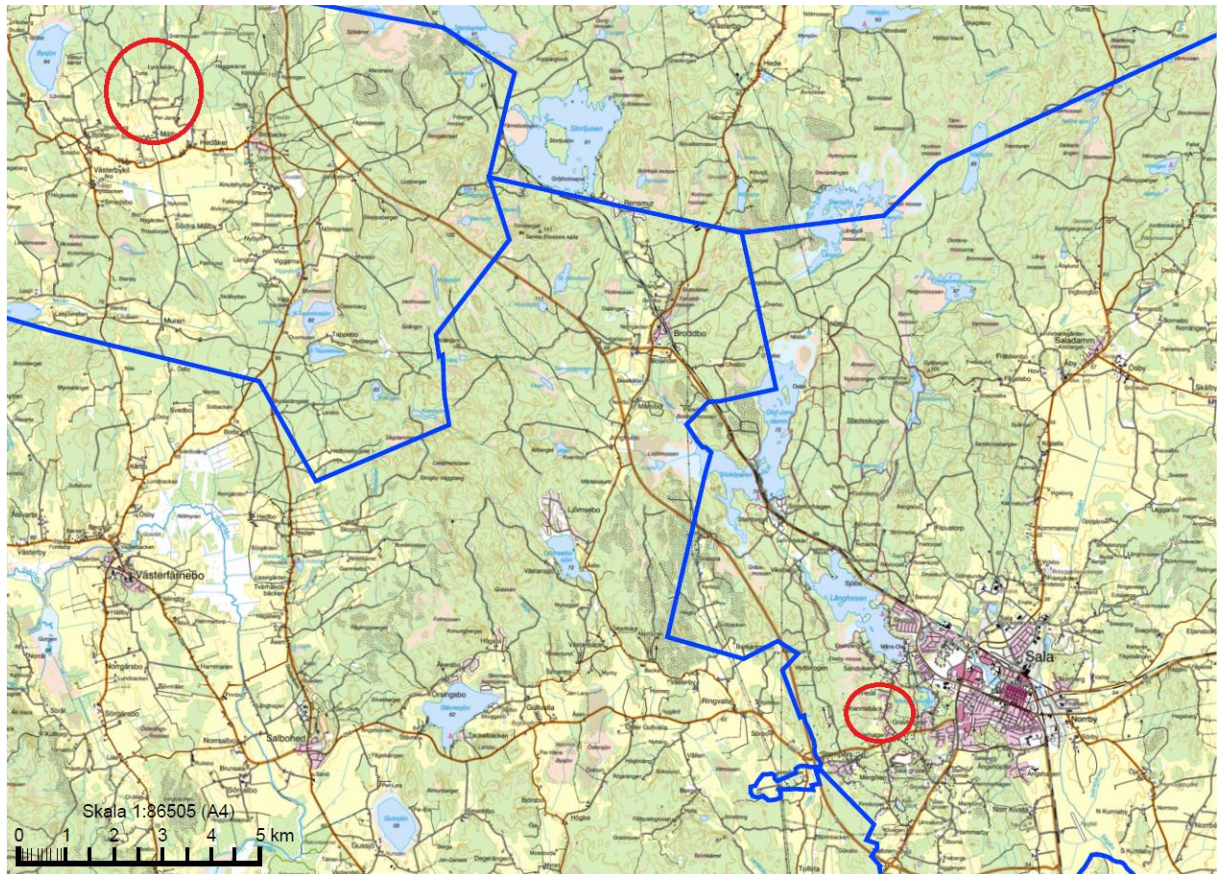
2.7.5 Omsättningskopplare

En vanlig åtgärd för att reglera spänningen är genom att utnyttja transformatorer med omsättningskopplare, där transformatorns lindningsförhållanden mellan primär- och sekundärsida ställs in med olika steg. Om man antar att primärsidans spänning hålls konstant, kan sekundärsidans spänning höjas eller sänkas. Metoden kan utföras automatiskt, men även i manuellt läge (Microner, 2012).

Om det inte finns ett behov att ändra omsättningskopplaren över ett längre tidsintervall, används den manuella kopplaren som är vanlig i lokalnäten. Dessa kan inte ställas om då transformatorn är strömsatt. Om spänningsförändringar kräver kortare tidsintervall, är det inte möjligt att koppla bort transformatorn i systemet, utan då sker detta automatiskt. Denna typ av omsättningskopplare hittas normalt i distributionsnätets transformatorer (Faiz, 2011).

2.8 Nätbeskrivning

I figur 1 visas en bild av de studerade lågspänningsnäten, med Johannisbäck längst ner till höger och Mälby längst upp till vänster. Mälby är ett av SHEe:s svagare landsbygdsnät och Johannisbäck ett typiskt tätortsnät (Willén, 2018).



Figur 1. Karta över de studerade lågspänningsnäten, där den blå linjen visar koncessionsgränsen. Johannisbäck är markerat nere till höger och Mälby uppe till vänster i bild (Sala-Heby Energi Elnät, 2018).

2.8.1 Johannisbäck

I tabell 1 nedan redogörs för nätets ledningsmodeller med tillhörande längd. I tabell 2 visas parametrar beträffande transformatorn och den inkommande spänningsnivån. Kabeltypen ALUS är en isolerad luftledning och N1XV är en markkabel. De karaktäristiska parametrarna för ledningstyperna hittas i tabell 22 i Appendix. För varje ökat steg (1-5) i transformatorns omsättningskopplare ökas spänningen med 2,5 procent.

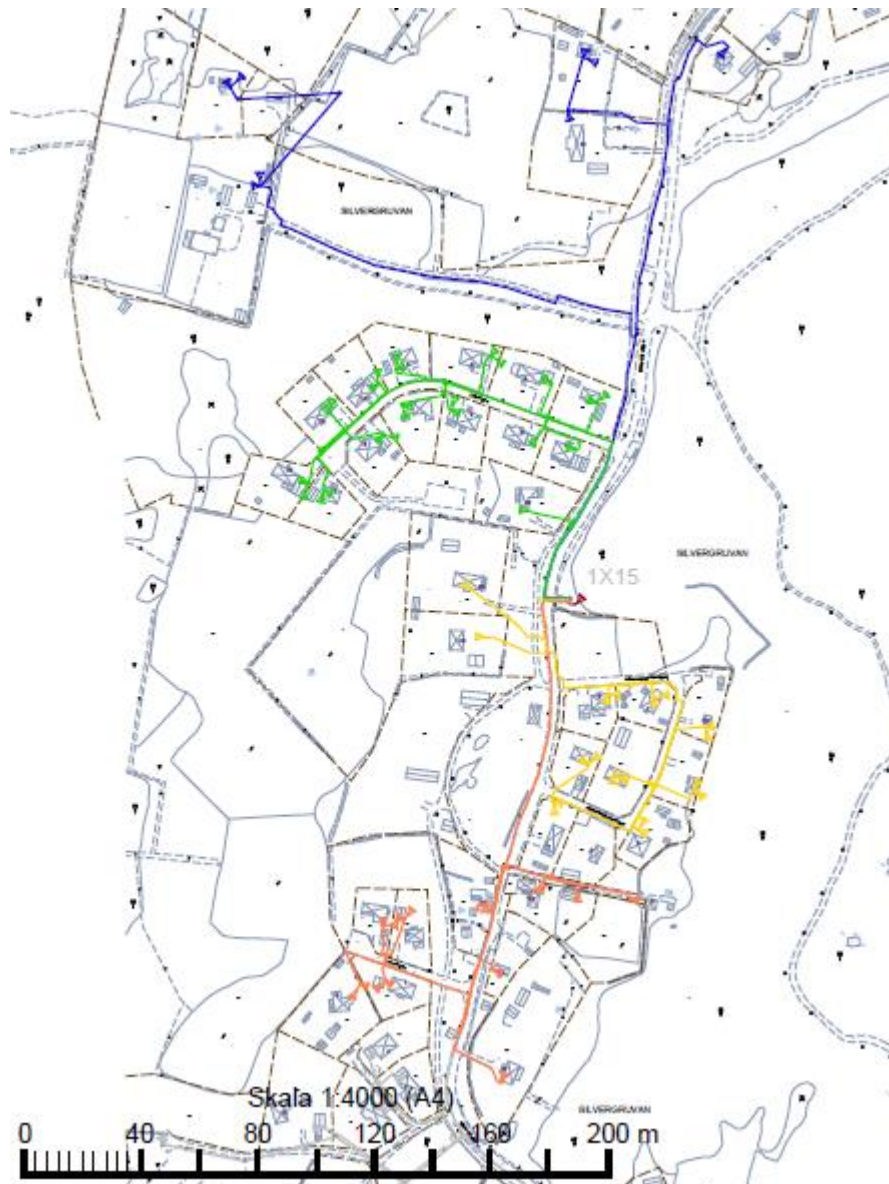
I figur 2 ges vidare en översiktsbild av Johannisbäcks nät med färgmarkering på de utgående grupperna från nätstationen.

Tabell 1. Sammanställning av ledningsmodell och respektive längd i Johannisbäck.

Ledningsmodell	Beräknad längd (m)
ALUS 25/25	163,6
N1XV4G 10	1 540,3
N1XV4G 150	283,9
N1XV4G 240	987,4
N1XV4G 50	70,1
N1XV4G 95	535,7
Totalt	3581

Tabell 2. Övriga data Johannisbäck.

Märkeffekt Trafo.	315 kVA
Märkspänning Trafo.	21 kV
Omsättningskopplare Trafo. (steg)	3/5
Spänning nätstation	235 V



Figur 2. Karta över nätet i Johannisbäck med färgmarkering på de fyra olika facken.

Som kan utläsas domineras ledningarna med kabel av typen N1XV. Den inkommande spänningen är något högre än referensspänningen på 230 V och nätet matas från ett överliggande nät på 20 kV. Sträckan från nätstationen till den anslutningspunkt som är belägen längst bort är 655 m.

Utifrån anslutningspunkternas SNI-koder från tabell 20 i Appendix, vilket står för svensk näringsindelning och är en standard som klassificera bland annat kundkategorier med avseende på elanvändning, består majoriteten av byggnaderna i Johannisbäck av småhus med över 10 000 kWh/år i förbrukning. Det finns även enstaka fritidshus, samt en sportanläggning.

2.8.2 Mälby

I tabell 3 nedan redogörs för nätets ledningsmodeller i Mälby med tillhörande längd. I tabell 4 visas parametrar beträffande transformatorn och den inkommande spänningsnivån. Vidare visas i figur 3 en översiktbild av nätet med färgmarkeringar på de utgående grupperna på nätstationen.

Tabell 3. Sammanställning av ledningsmodell och dess längd i Mälbys nätstation.

Ledningsmodell	Beräknad längd (m)
ALUS 25/25	776,4
ALUS 50/50	3 898,9
N1XV 4G10	329,3
N1XV 4G50	435,6
Totalt	5 531,9

Tabell 4. Övriga data Mälby.

Märkeffekt	200 kVA
Märkspänning	11 kV
Omsättningskopplare (steg)	4/5
Spänning nätstation	243 V

3. Metod

3.1 Val av nät

Valet av nät grundades i att välja två helt olika nät sett till robusthet, för att täcka så stora delar av SHE:s lokalnät som möjligt. Ett av de starkare, samt ett av de mindre starka näten på landsbygden. Båda näten innehåller småhus och fritidshus och lämpar sig bra som fallstudie då maximalt en elbil simuleras vid en anslutningspunkt. Vid dessa hus är det rimligt att anta en elbil per familj. Ett flerfamiljeboende skulle troligtvis kräva fler elbilar per anslutningspunkt, samtidigt som det är troligare att småhus respektive fritidshus arrangerar en laddningsanordning, då möjligheten inte är lika stor rent praktiskt i ett lägenhetskomplex.

En gräns på 50 stycken anslutningspunkter sattes upp vid valet av lågspänningsnät, till följd av att undvika hantering av stora mängder data. Här valdes att hålla en balansgång mellan antalet anslutningspunkter och ett statistiskt säkerställt resultat.

I Sala fördelningsstation som förses med 70 kV från överliggande nät, valdes Johannisbäck med 40 stycken anslutningspunkter. I Västerbykil fördelningsstation som förses med 20 kV från överliggande nät, valdes nätstationen Mälby med 22 stycken anslutningspunkter, vilket var näst flest följt av 59 stycken inom denna fördelningsstation.

3.2 Simulering av elkvalitet

Vid simulering av elkvaliteten på de två näten är det den högsta förväntade lasten som kommer att undersökas. Där effekttoppen hos nätet möter effekttoppen för elbilsaddning. För de båda näten finns elkonsumtionsdata per år tillgängligt, som NIS-programmet dpPower använder för att approximera en toppeffekt baserat på årsförbrukningen för hushållen enligt Velanders formeln som visas i ekvation (5).

$$P_{tot} = P1 + P2 = k_1 \sum W + k_2 \sqrt{\sum W} \quad (5)$$

Sammanlagring beaktas alltid vid nätprojektering och exaktheten kan variera i olika beräkningsmetoder. Velanders formel är den mest använda metoden och beräknar det sammanlagrade effektuttaget baserat på årsförbrukning av energi, samt med kundkategoriberoende konstanter. Där P_{tot} är toppeffekten, W är årsförbrukningen och k_1 och k_2 är konstanter baserat på kundkategori (Sweco Energuide, 2011). Formeln består av två delar, en linjär del som hör ihop med konstanten k_1 och en del som är proportionell mot kvadraten av förbrukningen och hör ihop med konstanten k_2 . Den del som hör ihop med k_2 har större påverkan vid låga energiförbrukningar och avtar för höga, medan k_1 knyter an till medeluttaget (Ingvarsson, 2017).

3.2.1 dpPower

För att kunna utföra simuleringar av elkvaliteten på lågspänningsnäten har NIS-programmet dpPower använts som är en modul utvecklat av företaget Digpro. Denna programvara använder SHEe som ett verktyg vid projektering av verksamheten.

dpPower erbjuder ett brett utbud av kartor för att hantera geografisk information, alltifrån datainsamling till lagring, analys, drift och underhåll. Det är webbaserat och innehåller nätinformationssystem, med kartor, enlinjescheman, topologier, och anläggningsdata (Digpro, 2018).

Nätberäkningsmodulen för dpPower heter dpPower analyzer och är baserat på data från dpPower. dpPower analyzer är ett nätberäkningspaket för distributionsberäkningar som omfattar beräkningsstöd från huvudspänningar på 230 V upp till 400 kV. Samtidiga lastflödesberäkningar, samt felanalys för direktjordade lågspänningsnät och impedansjordade högspänningar kan hanteras. Modulen är en verktygslåda för elektriska analyser och som är helt integrerad med det webbaserade kartverktyget (Digpro, 2018).

Vid en nätberäkning bestäms först vilka spänningsnivåer som ska ingå i beräkningen, samt var någonstans beräkningen ska sluta. Därefter är det möjligt att välja i vilken del av nätet beräkningen ska ske. Detta har gjorts genom att välja en punkt i nätet som sedan spårat ut nätet från nätstationen och ut till anslutningspunkterna.

Sedan väljs vilken typ av beräkning som ska göras. Symmetrisk last- och felströmsberäkning har använts för att ta fram spänningsvariationerna och komponentbelastningarna för nätet, och en osymmetrisk last- och felströmsberäkning har använts för att beräkna osymmetrin i nätet. Resultatet redovisas sedan i en rapport som baseras på föreslagna parametrar.

För att lägga till laster vid anslutningspunkten ansluts en projekterad last med önskad aktiv effekt, samt effektfaktor. Denna effekt adderas på toppvärdet på Velanders formel och symboliserar elbilsladdningen i studien.

3.2.2 Simulering av spänningsosymmetri

Vid simulering av spänningsosymmetri har samma anslutningspunkter valts som vid trefas-anslutning. Laddningseffekten som studerats är 3,7 kW och samtliga laster har kopplats in på fas 2. Samma integrationsgrader har studerats som vid de andra simuleringarna, men enbart en av dessa har redovisats med spänningar hos kunderna och ledningsbelastningar.

Ett antagande görs även att spänningsosymmetrin är 0 procent i systemet före elbilsladdningen integreras inätet och således förväntas lasterna vara helt balanserade mellan faserna.

3.2.3 Val av effektfaktor

Effektfaktor är förhållandet mellan andelen aktiv P och reaktiv effekt Q av den totala skenbara effekten S som visas i ekvation (6). Effektfaktorn beskrivs då som $\cos\phi$ i ekvation (7), där V är spänning, och I är strömmen. Asterix på strömmen betecknar konjugat (Glover et.al., 2016).

$$S = P + jQ = V * I^* \quad (6)$$

$$P = V * I^*(\cos\phi) \quad (7)$$

Alla typer av batteriladdare med en effekt på över 2 kW drar effekt från nätet med en effektfaktor som är större än eller lika med 0,9 (IOTA, 2015). I studien valdes därför ett godtyckligt värde på 0,95 för samtliga laddare i nätet. I tabell 21 i Appendix ges effektfaktorn med tillhörande SNI-kod för olika typer av kundkategorier.

3.2.4 Studerade parametrar

De parametrar som studerats i dpPower är:

- För anslutningspunkter: spänning (V), gruppID (fack).
- För ledningar: Knutpunkt (från), Knutpunkt (till), relativ belastningsström (%), belastningsström (A), aktiva förluster (kW), ledningstyp, gruppID.
- Transformator: relativ transformatorbelastning (%).
- Osymmetriberäkningar: Spänningsosymmetri (%), Spänning fas 2, relativ belastningsström fas2.

3.3 Datamodell för elbilsladdning

Datamodellen som genererar tidsserierna i studien är baserat på Widéns modell för att generera data för hushållselsanvändning. Denna modell utgår från antagandet att varje person i hemmet är upptagen med en specifik aktivitet vid en specifik tid i ett ändligt set av olika aktiviteter (Grahn.et.al, 2013).

Grahn et.al. har vidare utvecklat en modell för laddning av elbilar i hemmet uppbyggd efter Widéns princip. Modellen kan sammanfattas i följande steg:

- 1) Elbilen används av en boende i hushållet under en tid i tillståndet ”borta”.
- 2) Valet för den boende att ta elbilen, med sannolikheten som i punkt 1, är gjord varje gång då tillståndet övergår till ”borta”. Valet hålls för varje tidssteg efter detta som tillståndet inte ändras från ”borta”.
- 3) Elbilens elkonsumtion är proportionell mot elbilens tid i tillståndet ”borta”, tills laddningstillståndet $SOC(t)$ når det minimala laddningstillståndet $SOC_{min}(t)$.
- 4) Om elbilen är borta en längre tid än vad som är möjligt med den begränsade batterikapaciteten, vilket innebär att den når det minimala laddningstillståndet

innan resan är färdig, antas att elbilen har pausat under resan, eller har drivits på något annat bränsle än el om det vore en laddhybrid.

- 5) Elbilen laddas enbart när den befinner sig i tillståndet ”hemma” och ännu inte är fulladdad (Grahn et.al, 2013).

Modellen inkluderar åtta inställbara parametrar som generar elbilens laddningsbehov. Dessa är det maximala laddningstillståndet, SOC_{max} , djupet av urladdningsfraktionen DoD , laddningseffekten C_p , sannolikheten för fordonsanvändning, p_{car} , medelhastigheten v , konsumtionen c , samt säsongskoefficienten C_i (Grahn et.al, 2013).

Laddningstillståndet för bilen ges av $SOC(t)$ vid tiden t och är energinivån i batteriet som sjunker när föraren är i tillstånd ”borta”. Konsumtionen när bilen kör beror på dess hastighet samt vilken säsong det är (Grahn et.al, 2013).

När bilen är fulladdad har laddningstillståndet nått sin maximala gräns $SOC(t) = SOC_{max}(t)$. Då elbilen används enligt punkt 3, avtar laddningstillståndet linjärt med elkonsumtionen C_{ev} multiplicerat med en konstant för säsongsvariation. Detta sker tills dess att laddningstillståndet utarmats och når det minimala djupet av urladdning DoD , som här modelleras som ett minimumvärde, SOC_{min} (Grahn et.al, 2013).

Under laddning, vid effekten C_p , kommer $SOC(t)$ att öka tills batteriet är fulladdat och når SOC_{max} , eller att föraren bestämmer sig för att använda bilen igen. Batteriet antas från början vara fulladdat. Laddningen antas ske direkt när föraren kommer hem, då bilen är parkerad hemma, är ansluten, och ännu inte är fulladdad (Grahn et.al, 2013).

I den här studien används parametrarna $SOC_{max}=24\text{kWh}$, $pdodSOC_{max}=4,8\text{ kWh}$, $v=46\text{ km/h}$, medeldistans körd 37 km/dag , samt energiförbrukning $0,2\text{ kWh/km}$ och simuleringar har utförts både för $C_p=3,7\text{ kW}$ och $C_p=11\text{ kW}$.

Från en svensk resestudie mellan åren 2005-2006, kunde det konstateras att medelhastigheten för en privat bil är 46 km/h . Beroende på körcykeln varierar konsumtionen för en elbil mellan $0,12 - 0,20\text{ kWh/km}$ (Grahn et.al., 2013).

Batteristorleken är 24 kWh och motsvarar modellen Nissan Leaf (Munkhammar, 2017).

3.4 Analys av laddningsdata

För att finna ett referensfall för hur stor förbrukningstoppen från elbils-laddningen förväntas bli har laddningsdatan analyserats. Laddeffekterna för de olika tidsserierna summerades för varje timme över årets 8760 timmar och utifrån denna beräkning kunde den timmen med högst förbrukning urskiljas. Anledningen till denna analys var att det inte är troligt att alla laddar vid samma tidpunkt med högst effekt.

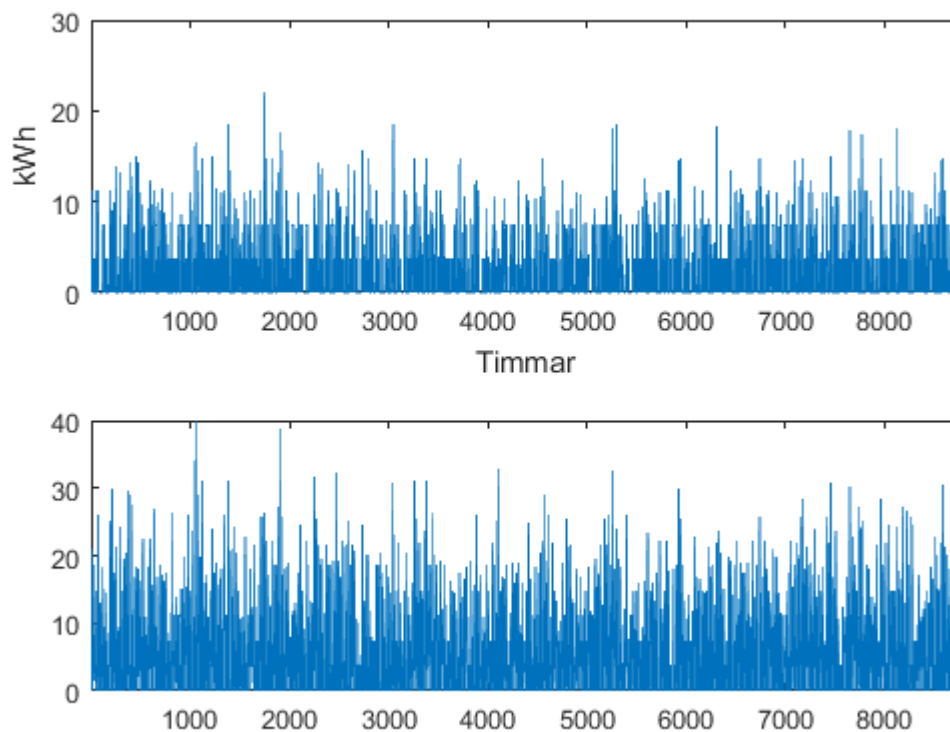
En analys av 10 tidsserier, motsvarande laddningen av tio elbilar i modellen, låg till grund för att hitta timmen med maximalt effektuttag under ett år och sedermera hur konstellationen av laddningen ser ut under denna kritiska timme. Med konstellation

menas hur många procent av bilarna som laddar samtidigt och vid vilken effekt. Resultatet av denna analys användes för att bestämma konstellationen av elbilar vid simulering i dpPower.

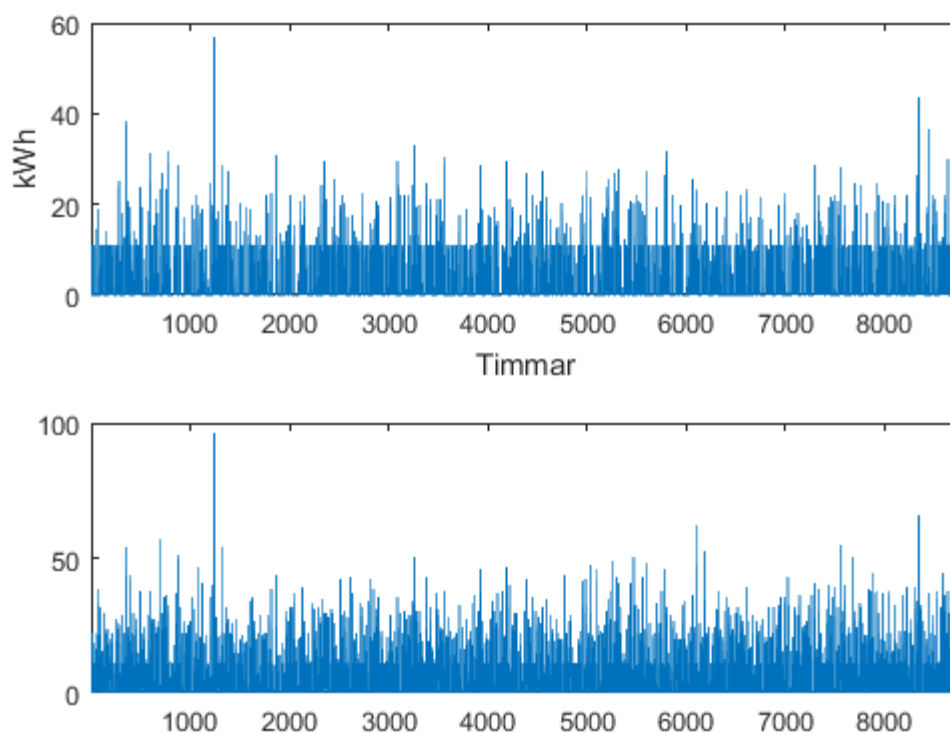
Dessa tio tidsserier kompletterades sedan med ytterligare 14 tidsserier för att undvika återanvändning av data vid simulering av effekttoppar, för att på så sätt få ett mer statistiskt säkerställt resultat. Men även för att bidra till en diskussion om potentiella toppar.

I figurerna 4 och 5 nedan illustreras summan av tidsserierna, både för 10 och 24 tidsserier under årets alla timmar för 3,7 respektive 11 kW elbilsladdning.

Anledningen till att analysen inte är direkt baserat på de 24 tidsserierna är till följd av att simuleringar redan hade utförts i dpPower baserat på 10 tidsserier, och det ansågs sedan mer lämpligt att använda 24 tidsserier vid studiet av effekttoppar för att på så sätt slippa återanvända data då antalet bilar översteg 10 till antal.



Figur 4. Jämförelse av tio (översta grafen) respektive 24 tidsserier (understa grafen) vid 3,7 kW laddning.



Figur 5. Jämförelse av tio (översta grafen), respektive 24 tidsserier (nedre grafen) vid 11 kW laddning.

I tabell 5 och 6 ges en mer ingående analys av datan med tio respektive 24 tidsserier. I de två sista kolumnerna är laddningseffekten för dessa bilar i kW innanför parentesen, med antalet bilar utanför parentesen i den näst sista kolumnen och den procentuella andelen bilar i den sista kolumnen.

Tabell 5. Analys av tio tidsserier.

Laddningseffekt (kW)	Timme	Energiuttag per timme (kWh/h)	Medelvärde Energiuttag (kWh/h)	Konstellation-antal bilar (kW)	Procentuell konstellation - % (kW)
3,7	1751	21,95	-	5(3,70), 1(3,45)	50(3,70), 10(3,45)
3,7	1– 8760	-	2,40	-	-
11	1242	56,83	-	4(11,0), 1(9,53), 1(3,30)	40(11,0), 10(9,53), 10(3,30)
11	1– 8760	-	2,57	-	-

Tabell 6. Analys av 24 tidsserier.

Laddningseffekt (kW)	Timme	Energiuttag per timme (kWh/h)	Medelvärde Energiuttag (kWh/h)	Konstellation-antal bilar (kW)	Procentuell konstellation - % (kW)
3,7	1052	39,96	-	10(3,70), 1(1,73), 1(0,99), 1(0,25)	41,67(3,70), 4,2(1,173), 4,2(0,99), 4,2(0,25)
3,7	1751	23,00	-	5(3,70), 1(3,45), 1(1,05)	20,8(3,70), 4,2(3,45), 4,2(1,05)
3,7	1– 8760	-	5,92		
11	1242	96,25		5(11,0), 1(9,72), 1(9,53), 1(8,80), 1(6,60), 2(3,3)	20,8(11,0), 4,2(9,72), 4,2(9,53), 4,2(8,80), 8,3(3,30)
11	1– 8760	-	6,16		

Vid närmare jämförelse mellan tio respektive 24 tidsserier, påvisades att timmen med maximal effekt vid 3,7 kW inte var densamma, men att timmen överensstämde för laddning med 11 kW. I konstellationen för 3,7 kW hittas att 60 procent av antalet bilar berörs av datan i tio tidsserier, jämfört med 54 procent i 24 tidsserier. Dessutom visas att den procentuella konstellationen för tio tidsserier har en något högre medeleffekt än motsvarande 24.

För 11 kW utläses att den procentuella konstellationen för 24 tidsserier för samma timme ger en mycket lägre procentuell konstellation av den högsta effekten. Ungefär hälften så låg.

3.5 Analys av andel hushåll med laddning

Nästa steg är att utifrån vald konstellation av laddning, även ta fram hur många hushåll detta motsvarar för vardera nät. De olika integrationsgrader som undersöks i denna studie är 10, 30, 50 och 100 procent. I tabell 7 och 8 nedan visas hur många hushåll integrationsgraden motsvarar för Johannisbäck respektive Mälby. Dessutom redogörs hur laddningskonstellationen ser ut med avseende på andelen elbilar som laddar vid den kritiska timmen.

Noteras bör göra att då andelen hushåll inte uppgår till heltal, avrundas värdet uppåt till närmaste heltal för att på så sätt få en större marginal vid beräkning av ett hög last-scenario.

Tabell 7. Antal hushåll i Johannisbäck som antas ha en elbil, samt tillhörande laddningskonstellation.

Integrationsgrad (%)	Antal hushåll med elbil (av 40 hushåll)	3,7 kW - antal hushåll (kW)	11 kW - antal hushåll (kW)
10	4	2 (3,7), 1(3,450)	2(11), 1(9,530), 1(3,300)
30	12	6 (3,7), 2(3,450)	5(11),2(9,530), 2(3,300)
50	20	10 (3,7), 2(3,450)	8(11), 2(9,530), 2(3,300)
100	40	20(3,7), 4(3,450)	16(11), 4(9,530), 4(3,300)

Tabell 8. Antal hushåll i Mälby som antas ha en elbil, samt tillhörande laddningskonstellation.

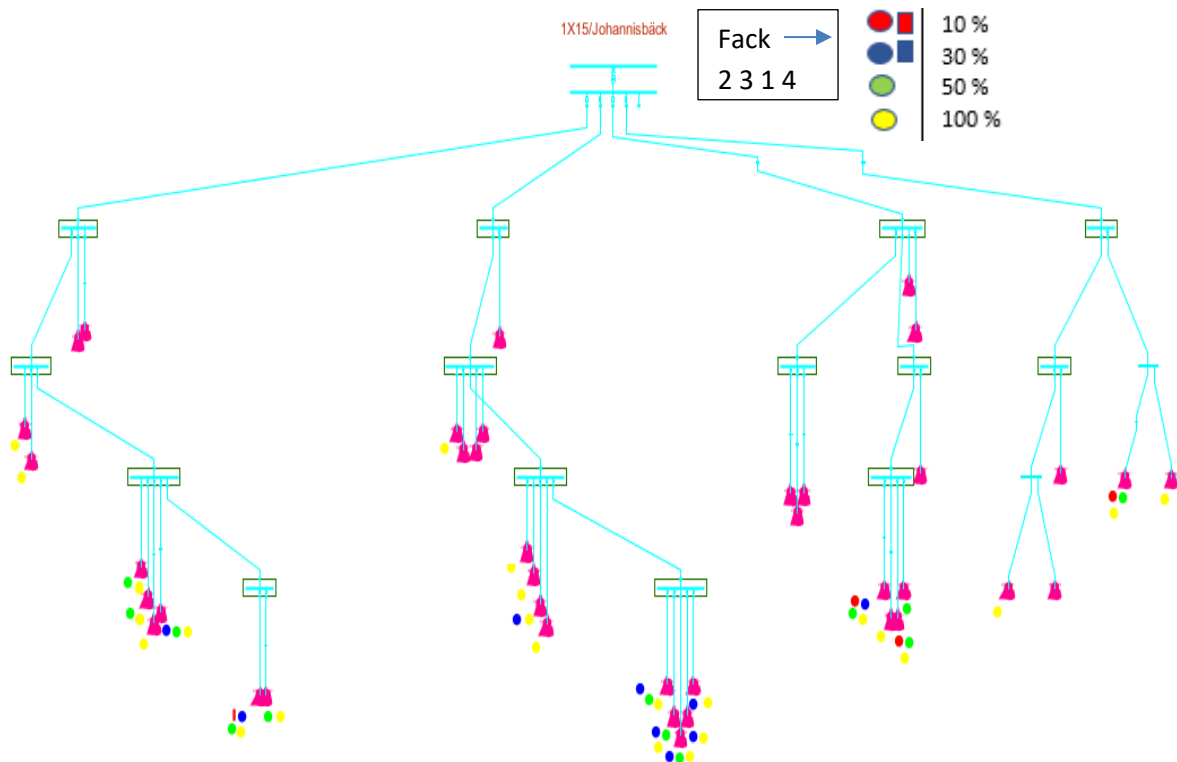
Integrationsgrad (%)	Antal hushåll med elbil (av 22 hushåll)	3,7 kW - antal hushåll (kW)	11 kW - antal hushåll (kW)
10	2,2 -> 3	2(3,7), 1(3,450)	2(11), 1(9,530)
30	6,6 -> 7	4 (3,7),1(3,450)	3(11),1(9,530), 1(3,300)
50	11	6 (3,7), 2(3,450)	5(11), 2(9,530), 2(3,300)
100	22	11(3,7), 3(3,5)	9(11), 3(9,530), 3(3,300)

3.6 Val av anslutningspunkter

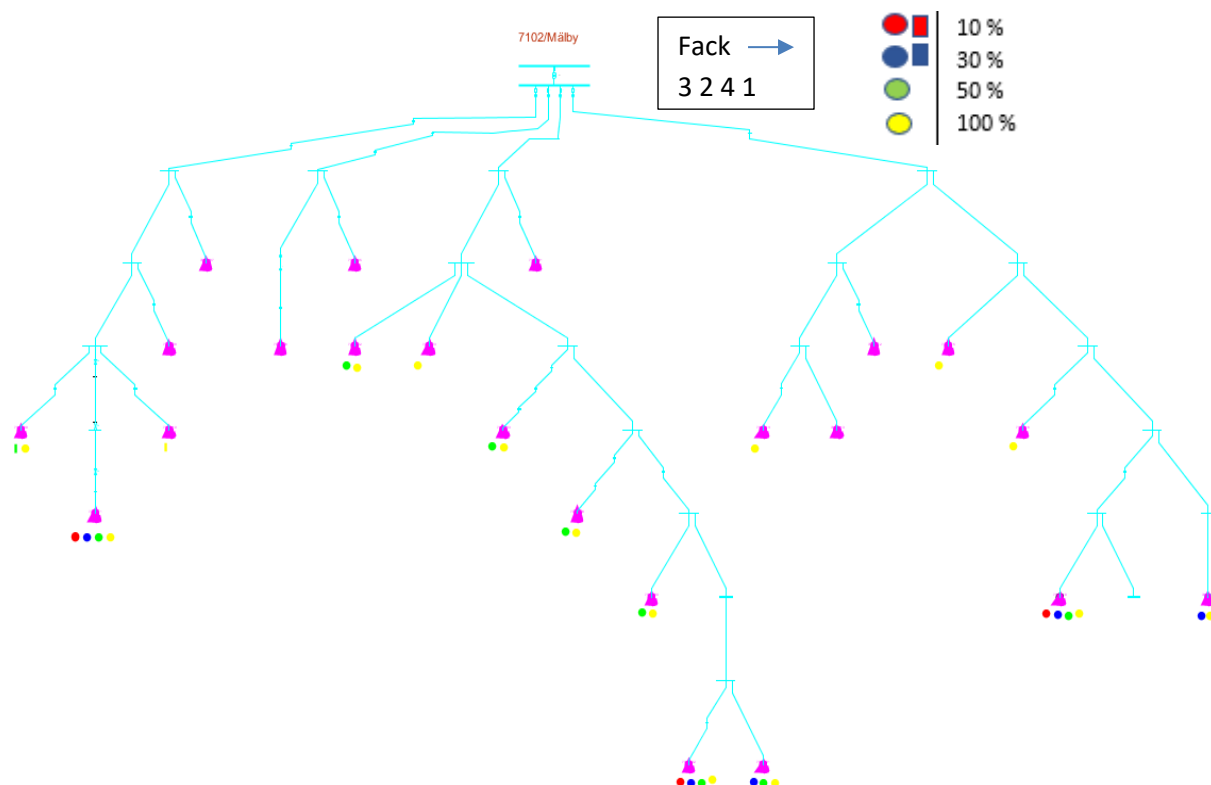
Valet av anslutningspunkter gjordes genom att slumpa fram vilket fack elbilen skulle integreras i. De anslutningspunkter med högst spänningsfall baserat på en nuläggssimulering prioriterades i det fack som elbilen hamnade i. Även om elbilen i praktiken inte ges prioritet på detta sätt, så används det som argument i denna studie för att uppnå den sämsta konstellationen för systemet med avseende på elkvalitet. Samma anslutningspunkter valdes även för 11 kW-laddning, förutom i de fall där denna effekt krävde en extra anslutningspunkt.

I figur 6 och 7 illustreras vid vilka anslutningspunkter utsättningen av elbilar är gjord för respektive nät i ett elektriskt lågspänningsschema. I bilderna står beskrivet vilket nummer de olika facken tillhör, som läses från vänster till höger. Längst upp till höger i bild knyts integreringsgraden ihop med färg, och rektangeln indikerar den extra utplacering som enbart görs vid 11 kW laddning.

I tabell 23 i Appendix sammanställs de anslutningspunkter som valts för elbils-laddning i nätet.



Figur 6. Placering av elbilsaddning i Johannisbäcks nätstation vid respektive anslutningspunkt. Rektangulär markering visar den extra anslutningspunkt för laddning med 11 kW. De rosa triangelarna anger placering av anslutningspunkten, svarta rektanglar indikerar kabelskåp, horisontella streck är sammankopplingspunkter och övriga streck är ledningar.



Figur 7. Placering av elbilsaddning i Mälbys nätstation. Rektangulär markering visar extra anslutningspunkt vid 11 kW laddning. De rosa trianglarna anger placering av anslutningspunkten, horisontella streck indikerar sammankopplingspunkter och övriga streck är ledningar.

3.7 Effekttoppsreglering

För att studera hur effekttoppar ter sig i de olika näten, har tim-data för överliggande fördelningsnät studerats med syfte att finna den högst belastade veckan (måndag-söndag), samt dag under året då fördelningsstationen förbrukade mest energi under år 2016. En sammanställning av analysen visas i tabell 9. Anledningen till att det överliggande nätet studerades var att förbrukningsdata finns dokumenterat för helåret 2016, samt att de högsta effekttopparna för de underliggande nätstationerna med stor sannolikhet sammanfaller med de överliggande fördelningsstationerna, till följd av dess geografiska närhet.

Tabell 9. Datum för vecka samt dag under år 2016 med högst förbrukning för fördelningsstationen Sala respektive Västerbykil.

Fördelningsnät (Nätstation)	Vecka med högst förbrukning (mån-sön)	Dag med högst förbrukning
Sala (Johannisbäck)	18-24 jan	21 jan
Västerbykil (Mälby)	18-24 jan	15 jan

Baserat på dessa datum extraherades tim-data för varje enskild kund i de olika näten för respektive datum. Detta gjordes i SHEe:s kundhanteringsprogram CS. Kundens

förbrukningsdata användes för att bygga upp en förbrukningsprofil för nätstationerna under respektive period.

Förbrukningsdata tillsammans med laddningsdata har sedan exporterats till beräkningsprogrammet Matlab, där ett skript har kodats för att addera elbilsladdningen baserat på andelen elbilsintegration.

Simuleringar gjordes därmed över två olika tidsperioder för nätstationerna, med två olika syften. Vid simuleringen av elbilsladdning under veckan, är syftet att studera hur stora effekttopparna kan bli då laddningen sker okontrollerat, där man i detta fall kombinerar flera av de högsta förmodade förbrukningstopparna tillsammans med elbilsladdningen bestående av perioden med högst effektuttag. Detta sker över ett längre tidsperspektiv till skillnad från fallet med dygns-data. Detta för att ge en mer nyanserad bild av elbilsladdning än scenariot då den maximala förbrukningstoppen sammanfaller med den maximala effekten av elbilsladdning.

Veckan simulerades med veckodata för elbilsladdningen innehållande den kritiska timmen för elbilsladdningen som även är referenstimme vid simulering av elkvalitet i dpPower. För 3,7 kW är dessa timmar 1680–1847, vilket motsvarar dag 71–77 under året. För fallet 11 kW är timmarna 1176–1344, vilket motsvara dag 49–55 under året.

Valet av antalet elbilar styrdes helt efter integrationsnivån multiplicerat med antalet anslutningspunkter. Då utfallet var under tio elbilar, användes laddningsdatan från de bilar som bidrog med effekt till den kritiska toppen. Om utfallet blev över tio elbilar, valdes istället laddningsdatan från nummer 1–24. Detta tillvägagångssätt tillämpades för att se till att hög belastning från elbilarna även sammanföll för de lägre integrationsnivåerna av elbilar.

Simuleringen över ett dygn har som tidigare nämnts utförts med syfte att kombinera toppen av förbrukning med toppen från elbilsladdning. En korrigering har därmed gjorts efter studiet av de 24 tidsserierna, för att i detta fall simulera de högsta effekttopparna. De timmar som använts är 1035–1058, innehållande den maximala förbrukningstimmen 1052. Den inledande timmen, 1035, motsvarar timme 3 på dag 44 under året, vilket innebär att elbilsdata har förflyttats + 3 timmar för att majoriteten av laddningen ska sammanfalla med förbrukningstoppen hos kunderna. Detta är också en säkerhetsmarginal vid beräkningen då effekttoppen hade varit något lägre om motsvarande timmar använts för elbilsladdning som för kundförbrukning.

Vid 11-kW laddning sammanföll maximala timmen efter analys av både tio- respektive 24 daterier. Därmed simulerades effekttoppar mellan timmarna 1222–1245 för att inkludera timme 1242, vilket är en förskjutning med minus tre timmar i förhållandet till den första timmen av dag 52.

3.7.1 Flexibel laddning

Vid flexibel laddning antas att 50 procent av kunderna är efterfrågeflexibla. Det vill säga att denna andel väljer att ladda sin bil då efterfrågan på el är låg. I både näten visades att låg efterfrågan inträffade mellan timme 01–06.

Från kl. 07-19 implementerar SHEe effekttaxa, vilket även verkar som incitament för att kunden ska ladda sin elbil före kl. 07 på morgonen och därmed undvika att denna effekttopp räknas med som ett av tre medelvärden av de högsta effekttopparna.

För att kunna simulera effekten av att elbilsanvändare i nätet är efterfrågeflexibel, har 50 % av elbilarna som laddar under höglast-timmarna förflyttats till kl. 01-06. I de fall då elbilsladdningen överskrider sex timmar har majoriteten av timmarna lagts mellan timme 01–06, och resterande minoritet av laddning fått ladda okontrollerat den tid som krävts.

Om antalet elbilar uppgått till max tio stycken, har laddningsdata från tidsserier som bidragit till den maximala effekttoppen använts före de tidsserier som inte bidragit till den maximala effekttoppen, vilket är samma metod som vid okontrollerad laddning. Överskrider antalet elbilar tio till antal, har elbilarna delats upp så att lika stor andel av bilarna utan någon laddning alls under dygnet är jämnt fördelade mellan de två grupperna, efterfrågeflexibel- som okontrollerad laddning.

I Johannisbäcks fall har antalet elbilar varit jämnt fördelade mellan efterfrågeflexibel som okontrollerad laddning, medan Mälby har ett ojämnt antal elbilar vid varje integrationsgrad och har därmed fått en extra elbil som laddar flexibelt jämfört med okontrollerat.

I tabell 10 visas vilka bilar som laddar under dygnet, vilka tider de laddar i förhållande till förbrukningstiderna, samt vilka bilar som används till vilken integrationsgrad. F indikerar att elbilen är efterfrågeflexibel och har laddats mellan kl. 01-06.

Tabell 10. Laddande bilar mellan timme 1035–1058 vid 3,7 kW, samt vid vilka integrationsgrader i de olika näten som bilen simulerats som okontrollerad eller flexibel (F).

Bil nr.	Laddningstid (kl. XX-XX)	Johannisbäck – (integrationsgrad %)	Mälby – (integrationsgrad %)
2	15-20	10, 30, 50	10, 30, 50
3	15-18	10, 30, 50	10F, 30, 50
4	16-19	10F, 30, 50	10F, 30, 50
5	15-16	30, 50	30F, 50
6	14-19	30, 50	30F, 50F
7	4-6	30F, 50	30F, 50F
8	19-24	10F, 30F, 50	30F, 50F
10	11-22	30F, 50	50F
11	17-23	30F, 50F	50F
12	18-23	30F, 50F	
13	18-24	50F	
15	6-22	50F	
17	15-20	50F	
19	14-19	50F	
20	15-22	50F	
21	16-21		
22	15-21		

Tabell 11. Laddande bilar mellan timme 1222-1245 vid 11 kW, samt vid vilka integrationsgrader i de olika näten som bilen simuleras som okontrollerad eller flexibel (F).

Bil nr.	Laddningstid (kl. XX-XX)	Johannisbäck – (integrationsgrad %)	Mälby – (integrationsgrad %)
2	20-22	10, 30, 50	10, 30, 50
3	20-22	10, 30, 50	10F, 30, 50
5	21-22	10F, 30, 50	10F, 30, 50
7	16-21	10F, 30F, 50	30F, 50
8	20-22	30F, 50	30F, 50
9	20-22	30F, 50	30F, 50F
11	19-21	30F, 50F	30F, 50F
15	20-22	50F	50F
16	20-21	50F	50F
17	17-19	50F	50F
18	20-21	50F	
19	23-24	50F	
20	21-22	50F	

3.7.2 Smart laddning

Smart laddning bygger på samma princip som för flexibel laddning, i och med att 50 procent av bilarna är efterfrågefleksibla. Skillnaden är att alla bilar, oavsett om de laddas flexibelt mellan kl. 01-06 eller okontrollerat, får sin laddningssession förskjuten sinsemellan för att de högsta effekterna inte ska sammanfalla. Laddningsserien för elbilen är densamma, men det är alltså förskjutningen i start- och stopptider för laddningen som maximalt gjorts med +/- tre timmar för att inte de högsta effekterna på 9 respektive 11 kW ska sammanfalla för flera bilar samtidigt. Detta innebär att laddningen kan ta något längre tid eller tvingas börja tidigare, där det senare inte är möjligt att tillämpa i praktiken.

Laddningen delas upp i tre perioder under låglast-timmarna. Kl. 24-02, 02-04, 04-06, samt tre perioder under höglast-timmarna. Kl. 17-22, 19-21, samt 21-24. Indelningen har gjorts godtyckligt med utgångspunkt i att de högre effekterna inte ska sammanfalla.

Smart laddning behandlar bara bilarna vid 50% elbilsladdning, då resultatet blir mer statistiskt säkerställt när fler bilar är involverade, dessutom enbart vid laddningen av 11-kW då smart laddning för 3,7 kW kräver ett optimeringsprogram som minimerar den uttagna effekten momentant.

3.7.3 Lokala batterilager

Lokala batterilager för att sänka effekttopparna har simulerats för fallet med 3,7 kW-laddning. Antaganden har här gjorts att inladdning med maximal effekt har gjorts av en andel av timmen under de sju timmar då efterfrågan är som lägst och urladdning under de fem timmar då efterfrågan är som störst utifrån kundernas förbrukning.

Ett batterilager från företaget *Box of energy* analyseras i studien. Energilagrets bidrag till reduktion av effekttoppar jämförs likt schemalagd laddning, enbart för fallet med 50 procents integrationsgrad från elbilar. Studien bygger på att 30 respektive 50 procent av de som antas ha en elbil, även har ett batterilager med 9 kWh installerad lagring. Detta innebär att det sker ett antagande om att effektprofilen för hela nätstationen ser likadan ut i relation för alla kunder. Dessutom antas att effekten per timme är konstant, likväl att batterilagret endast används för reduktion av elbilsladdning. De övriga hushållen som inte laddar sin elbil för tillfället i just detta fall, antas inte utnyttja kapaciteten.

För att beräkna den tillgängliga kapaciteten för varje nätstation, har kapaciteten multiplicerats med antal kunder med ett batterilager. Beräkningar baseras på tekniska specifikationen från *Box of energy* där den tillgängliga kapaciteten i batteriet som tidigare nämnts är 9 kWh och effekten av in- och urladdning är 3,6 respektive 3,2 kW.

Tabell 12. Sammanfattning av beräkningarna för batterilager.

	Johannisbäck	Mälby
Antal kunder	40	22
Kunder med elbil (50%)	20	11
Antalet laddande bilar	15	9
Gräns in-/urladdning (kW)	140/180	84/109
Timmar inladdning	01-05, 13-14	01-03, 11-13, 24
Timmar urladdning	18-22	18-22
Kunder med batterilager (30%/50%)	4,5/7,5	2,7/4,5
Tillgänglig kapacitet (30%/50%) (kWh)	40,5/67,5	24,3/40,5
Inladdning/timme (30%/50%) (kWh)	5,79/9,64	3,47/5,79
Urladdning/timme (30%/50%) (kWh)	8,10/13,5	4,86/8,10

3.8 Nätåterställning

För att återställa nätet till godkända krav med avseende på spänningsfall, lednings-, samt transformatorbelastning, återställs nätet med en kombination av att reglera omsättningskopplaren i transformatorn till den nivå där högst spänning erhålls på sekundärsidan, samt med hjälp av ledningsförstärkning.

Kostnadskalkylen är baserad på EBR kostnadskatalog, vilket är ett underlag som elnätsföretag använder sig av för att uppskatta kostnader i verksamheten (Svensk Energi, 2017). De koder som använts för kalkylen redovisas i tabellerna 14, 16 och 18 i resultatet för nätåterställning.

De krav som anses som godkända är följande:

- Max +/- 10 procent spänningsförändring från referensvärdet 230 V. Vilket innebär att spänningen tillåts ligga inom intervallet 207–253 V.
- Relativ transformatorbelastning <100%, det vill säga att transformatoreffekten inte är större än dess märkeffekt.
- Relativ strömbelastning av ledning <100%, vilket innebär att strömmen inte är högre än ledningens nominella ström.

3.8.1 Reglering av omsättningskopplare

De fall som inte lever upp till kraven för spänningsfall, tillåts att återställas med hjälp av omsättningskopplare.

- Omsättningskopplaren regleras tills dess att maximal utgående spänning uppnås i sekundärdelen av transformatorn, med kravet att den maximala spänningen inte överstiger +10 procent av referensspänningen, alltså 253 V.
- Om återställning med omställningskopplare inte räcker för att få spänningen inom önskade nivåer, kompletteras det med ledningsförstärkning.

3.8.2 Ledningsförstärkning

Nedan visas tillvägagångssättet för ledningsförstärkning.

- Första prioritet ges till ledningar närmast nätstationen. Om den relativa strömbelastningen är högre än 80 procent byts dessa till högsta möjliga dimension.
- Andra prioritet ges till övriga ledningar med en relativ belastning över 100 procent. Dessa byts i ordning efter högst relativ belastning till högsta möjliga dimension av markkabel, det vill säga N1XV 240. Denna procedur upprepas till dess att ingen ledning överstiger 100 %.
- När alla ledningar uppnår kraven kontrolleras att spänningen i varje anslutningspunkt uppfyller kraven för spänning. Om inte, byts den ledning med högst belastning i samma fack som anslutningspunkten med högst spänningsfall till högsta möjliga dimensionering. Denna procedur upprepas tills alla anslutningspunkter uppfyller kravet för spänningsförändring.

3.9 Jämförelse av förluster

Två förlustmodeller för varje lågspänningsnät har byggts upp. En där elbilsladdning inte tas i beaktning och en där elbilsladdning tas med i modellen. I den första modellen har de totala aktiva belastningsförlusterna för ledningar och transformator tagits fram från simuleringarna och adderats ihop för olika andelar av topplasten av nätet. Topplasten i detta fall innebär det maximala förbrukningsvärdet från nätet utan elbilsladdning. Detta gjordes för andelarna 30, 50, 70, 80, 90, 100, 117, 133 samt 152 procent för Johannisbäck och samma värden för Mälby upp till 100 procent och därefter 116, 160, samt 183 procent. De tre sista värdena för vardera nät valdes ut för att kunna jämföras med topplasten som räknades fram vid 10, 30 respektive 50 procents elbilsladdning för varje laddningseffekt. Sedan har ett andragradspolynom anpassat data med funktionen *polyfit* i Matlab, för att på så sätt kunna utvärdera förlusterna vid alla andra förbrukningspunkter mellan de ovan nämnda andelarna av topplasten.

I den andra modellen lades sex datapunkter till vid kurvanpassningen som motsvarade tre värden för varje laddningseffekt, närmare bestämt vid 10, 30 och 50 procents laddning. Dessa värden valdes ut för att kunna analysera hur förlusterna skiljer sig åt vid elbilsladdning. På samma sätt som i den första modellen, approximerades grafen med *polyfit*, som anpassade ett andragradspolynom till data.

Utifrån resultaten från effekttopparna kan dessa modeller sedan används för att beräkna hur mycket de totala förlusterna kan variera över en dag eller en vecka för olika elbilsintegrationer.

3.10 Validering av Velandermode

För att kunna bedöma hur väl kundernas förbrukning överensstämmer med den framräknade toppeffekten i dpPower, så jämförs transformatorns beräknade aktiva effekt från dpPower baserat på Velanders formel, med kundernas förbrukningseffekt adderat med belastningsförlusterna från ledning och transformator från beräkningar i dpPower. Detta görs för att validera hur pass väl de framräknade värdena överensstämmer med empirin.

Maxvärdet från kundernas aggregerade förbrukning över ett kritiskt dygn har multiplicerats med samma andelar av topplasten som i ovanstående segment. Dessa andelar har sedan multiplicerats med topplasten i dpPower genom att procentuellt ändra kundernas årliga förbrukning.

4. Resultat

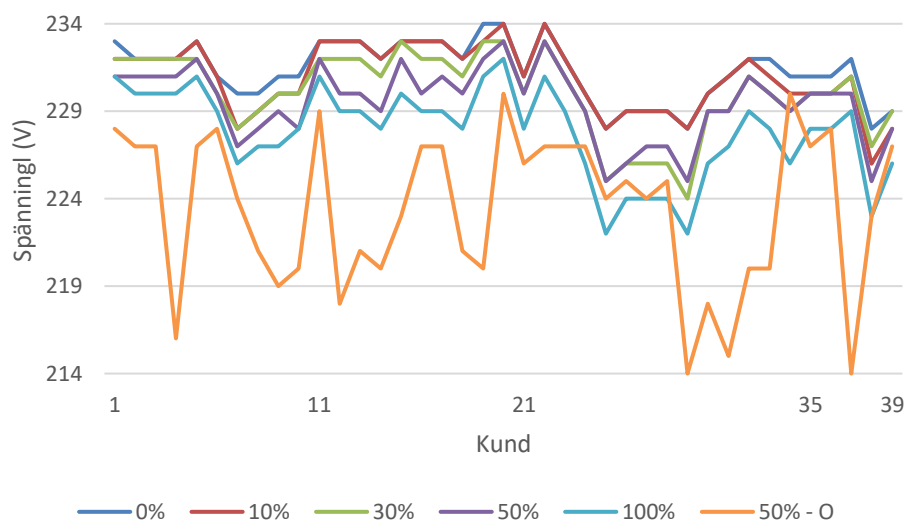
I resultatet för spänningsvariationer, ledningsbelastning och osymmetri, redovisas data grupperade i fack med kunderna i nummerordning efter kundID. Nummer 1 på x-axeln avser fack 1, nästa nummer starten på fack 2, och så vidare tills dess att sista numret avslutar fack 4.

4.1 Johannisbäck

4.1.1 3,7 kW

I figur 8 redovisas spänningen hos kunderna i Johannisbäck's nätstation vid 3,7 kW laddning för olika integrationsgrader av elbils-laddning. Den inkommande spänningen är 235 V i nätstationen och når som lägst 222 V i fack tre vid trefas-laddning, vilket innebär att det är en god marginal till minsta tillåtna spänningen på 207 V. Hos två kunder i fack tre uppgår spänningen till 222 V och hos en kund i fack fyra är spänningen 223 V.

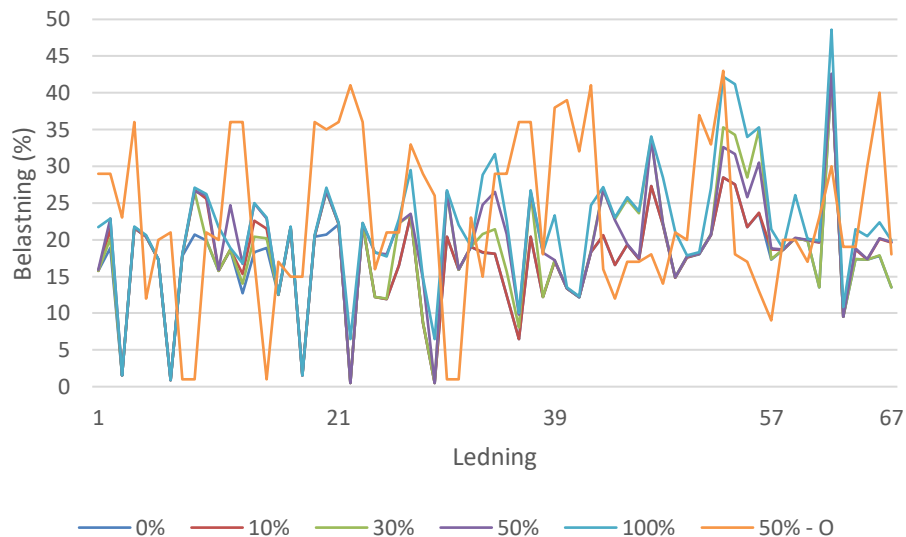
För enfas-laddning med alla bilar kopplade till samma fas vid 50 procents integration (orange linje), faller spänningen som mest till 214 V i både fack 3 och 4.



Figur 8. Spänning hos kunderna i Johannisbäck's nätstation vid 3,7 kW-laddning. De olika färgmarkeringarna på grafen beskriver hur stor andel av fordonsflottan som antas vara elbilar och O i förklaringstexten till den orangea linjen indikerar osymmetrisk laddning på en och samma fas.

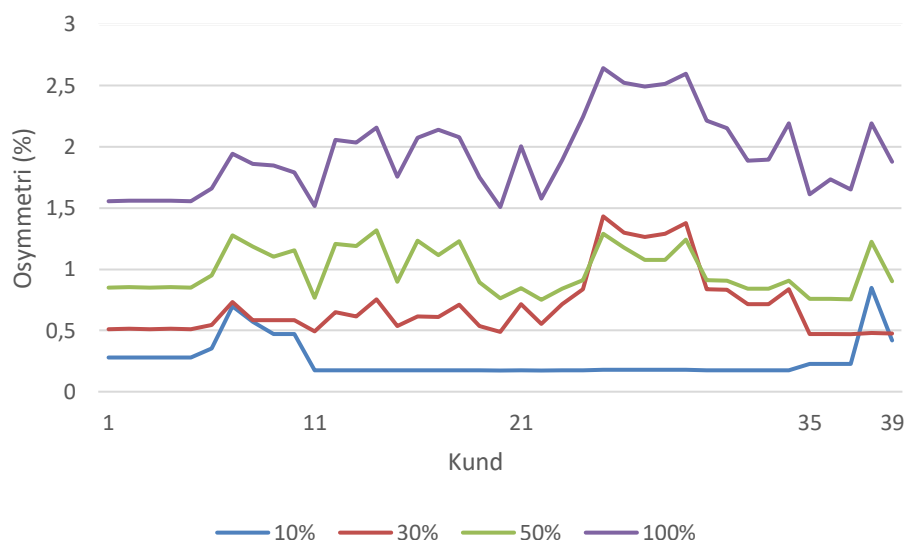
I figur 9 redogörs för ledningarnas relativa belastning i Johannisbäck vid 3,7 kW laddning för olika integrationsgrader av elbils-laddning vid trefas-belastning, samt vid belastning på en och samma fas vid 50 procent elbilsintegration. Resultatet pekar på att den maximala relativa belastningen av alla ledningar uppgår till knappt 50 procent vid

100 procent elbilar i fordonsflottan. I fem fall i fack 1 och 2 är belastningen nära 0 procent, vilket ger sken av att dessa ledningar är kopplade till kunder med låg förbrukning, eller att de är kraftigt överdimensionerade.



Figur 9. Relativ belastning i Johannisbäcks ledningar vid 3,7 kW-laddning för olika andelar av elbilar i fordonsflottan vid trefas-laddning, samt ett fall som visar belastningen för enfas-laddning (orange linje).

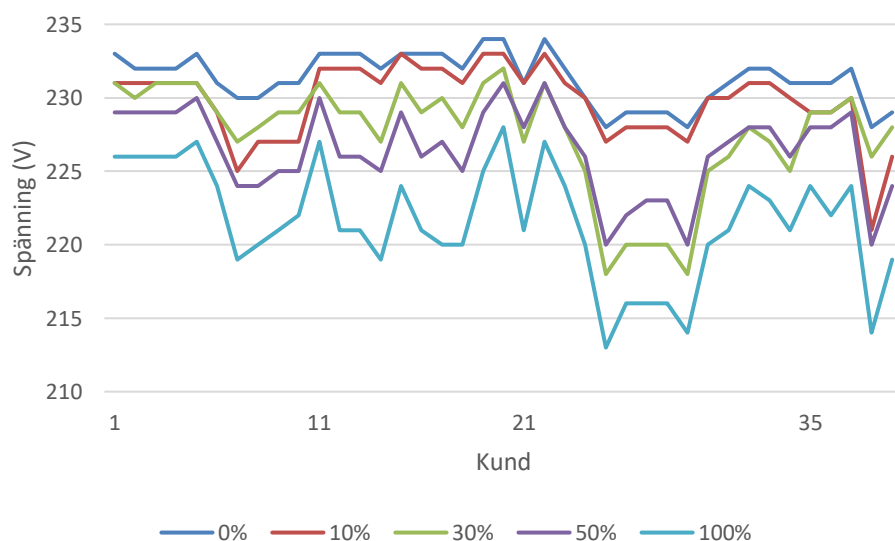
I figur 10 uppvisas spänningssosymmetrin för olika andelar av elbilsintegration vid 3,7 kW enfas-laddning. För de olika andelarna av elbilar är samtliga elbilar kopplade till samma fas (fas 2). Vad som påträffas är att Johannisbäck klarar av gränsen på 2 procent osymmetri upp till 50 procents elbilsintegration. Vid 100 procent överskrider däremot gränsen i samtliga fack utom fack 1, med en maximal nivå på 2,6 procent.



Figur 10. Spänningsosymmetri i Johannisbäck vid 3,7 kW enfas-laddning för olika andelar av elbilar i fordonsflottan.

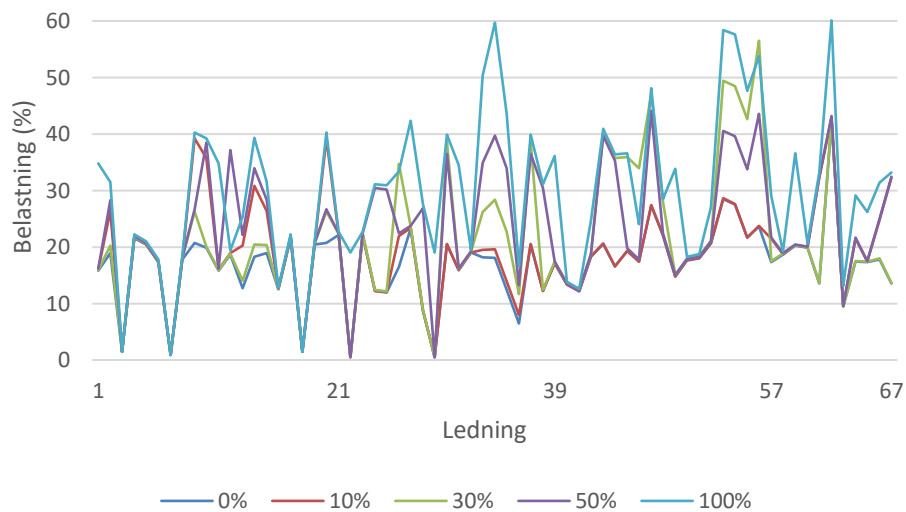
4.1.2 11 kW

I figur 11 redogörs för spänningen hos kunderna i Johannisbäcks nätstation efter simuleringar med 11 kW trefas-laddning. Även vid denna högre effekt håller sig spänningen inom tillåtna nivåer. Den lägsta uppmätta spänningen är 213 V och hittas i fack 3. Vid tre tillfällen understiger spänningen 215 V, för två tillfällen i fack 3 och vid ett tillfälle i fack 4. Noterbart är att spänningen är lägre för 30 procent jämfört med 50 procents elbilar, vilket har att göra med att fler elbilar är utplacerade i fack 3 vid 30 procents integration.



Figur 11. Spänning hos kunderna i Johannisbäcks nätstation vid 11 kW trefas-laddning. Färgerna på grafen beskriver hur stor andel av fordonsflottan som antas vara elbilar.

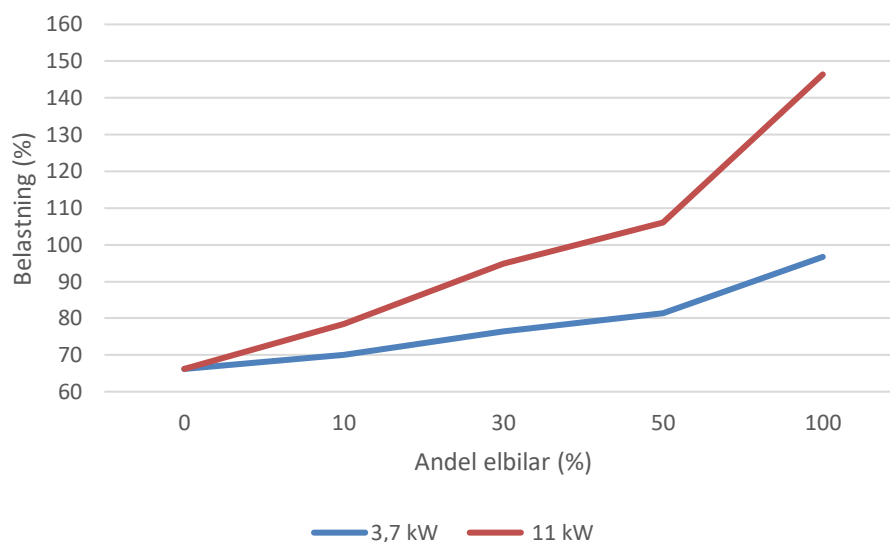
Vidare visas i figur 12 den relativa belastningen för Johannisbäcks ledningar vid 11 kW trefas-laddning för olika andelar av elbilsintegration. Vad resultatet visar är att belastningen uppgår maximalt till 60 procent, vilket den gör vid ett tillfälle i fack 2, samt vid ett tillfälle i fack 4 vid 100 procents integration.



Figur 12. Relativ belastning i Johannisbäcks ledningar vid 11 kW-laddning för olika andelar av elbilar i fordonsflottan.

4.1.3 Transformatorbelastning

I figur 13 visas hur transformatorbelastningen förändras i Johannisbäck efter olika andelar av elbilsintegration. Grafen är approximerad efter fem uppmätta värden för respektive andel av elbilsladdning. Vid 3,7 kW laddning klarar transformatorn av belastningen, men med mycket små marginaler vid 100 procents integration. Vid 11 kW laddning överskrids 100 procents belastning vid 50 respektive 100 procents elbilsintegration.

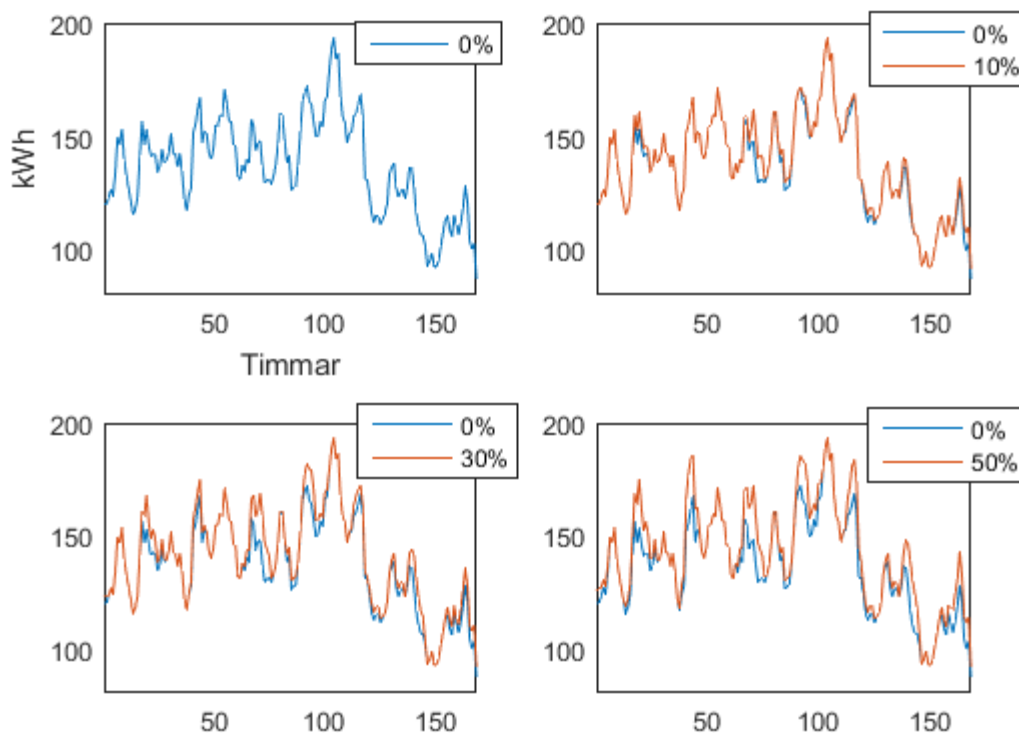


Figur 13. Relativ transformatorbelastningen i Johannisbäck för 3,7 respektive 11 kW laddning. De fem värdena på x-axeln motsvarar de integrationsgrader där transformatorbelastningen har uppmätts.

4.1.4 Effekttoppar

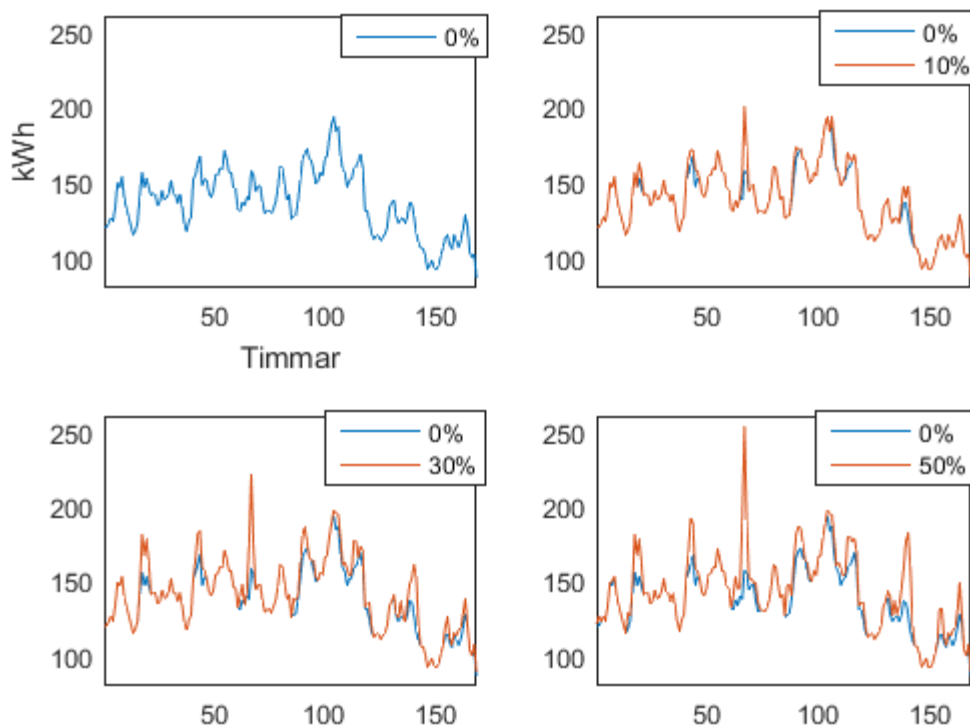
I detta segment visas resultatet för okontrollerad laddning över en kritisk höglast-vecka, samt hur effekttoppar ter sig under en höglast-dag då den maximala elbilsladdningen sammanfaller med förbrukningstoppen. Dessutom hur effekttoppen över dygnet, som beskriver ett värsta falls-scenario, kan mildras med hjälp av efterfrågefleksibilitet, smart laddning och lokala batterilager. De integrationsgrader som studeras är 10, 30 respektive 50 procent, där den senare andelen används som föremål för att mildra effekttopparna. Både 3,7 och 11 kW laddning undersöks.

I figur 14 redovisas okontrollerad laddning vid 3,7 kW för olika integrationsgrader. Den blå grafen indikerar referensfallet och röd linje indikerar förbrukning med elbilsladdning. Ingen större påverkan kan skönjas för 10 och 30 procents integration, men vid 50 procent ser man att tre toppar nästan uppnår effekten vid den ursprungliga effekttoppen vid timme 100.



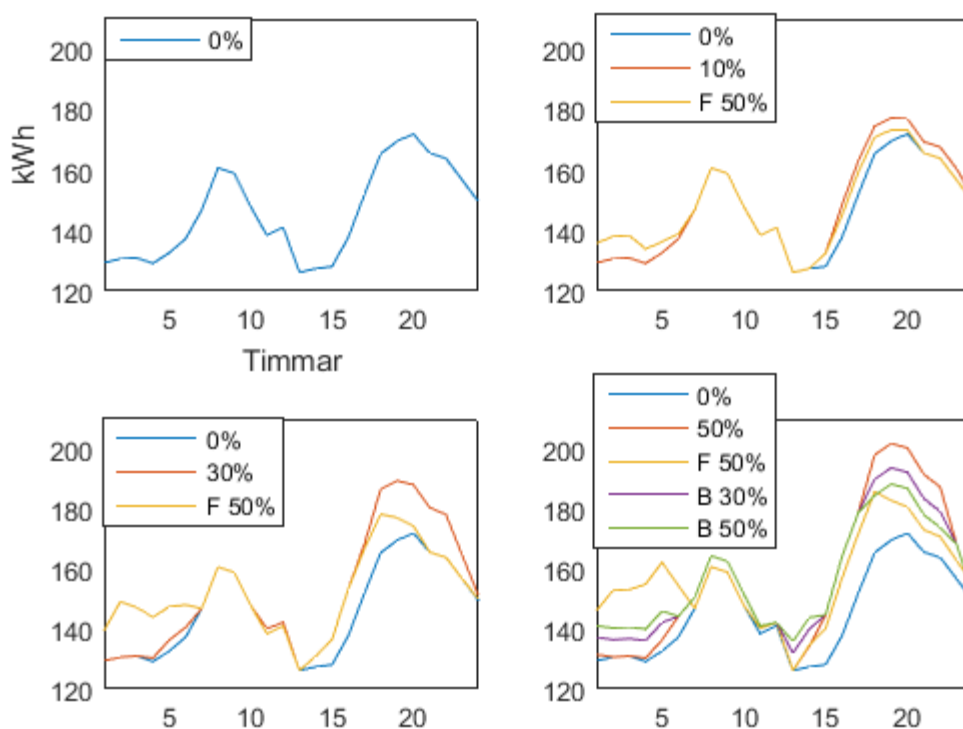
Figur 14. Effekttoppar i Johannisbäck mellan 18-24 januari 2016 vid 3,7 kW okontrollerad laddning Den röda grafen indikerar effekttoppar med elbilsaddning.

Figur 15 redovisar okontrollerad laddning för 11 kW under en högladd-vecka. Vad man kan se är att en topp växer sig succesivt högre i takt med att integrationen ökar och når som mest ca 60 kW över referensfallets topp. Även tre större toppar påträffas, varav en av de större hittas på helgen där förbrukningen från början är lägre än under vardagen.



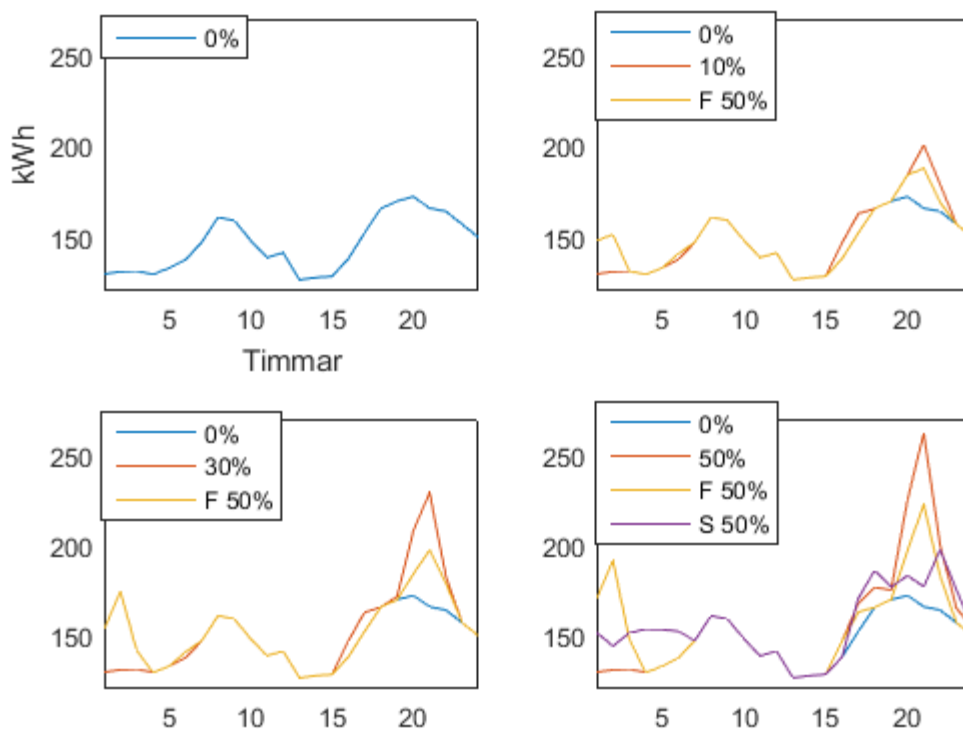
Figur 15. Effekttoppar i Johannisbäck mellan 18-24 januari 2016 vid 11 kW okontrollerad laddning. Den röda grafen indikerar effekttoppar med elbilsaddning.

Figur 16 går in på djupet på toppen den 21:a januari 2016 vilket är den högsta referenstoppen från figur 14. Y-axeln visar effekten och x-axeln timme på dygnet. Två effekttoppar, en under dagen och en på kvällen påträffas, där kvällstoppen som mest ökas med ca 30 kW vid 50 procents integration och mildras som mest med ungefär 25 kW med hjälp av efterfrågeflexibilitet och med batterilager hos 50 procent av elbilsanvändarna.



Figur 16. Effekttoppar i Johannisbäck den 21 januari 2016 vid 3,7 kW laddning, där den röda linjen indikerar okontrollerad laddning, gul linje flexibel laddning och B-30% respektive B-50% motsvarar lokala batterilager hos 30, respektive 50 % av elbilsinnehavarna.

Slutligen i figur 17 uppvisas effekttopparna enligt samma princip som i figur 16, fast baserat på 11 kW laddning och lokala batterilager har ersatts med smart laddning. Här visar sig att toppen som mest ökas med ungefär 90 kW. En topp som kan mildras med ungefär 60 kW med hjälp av smart laddning.

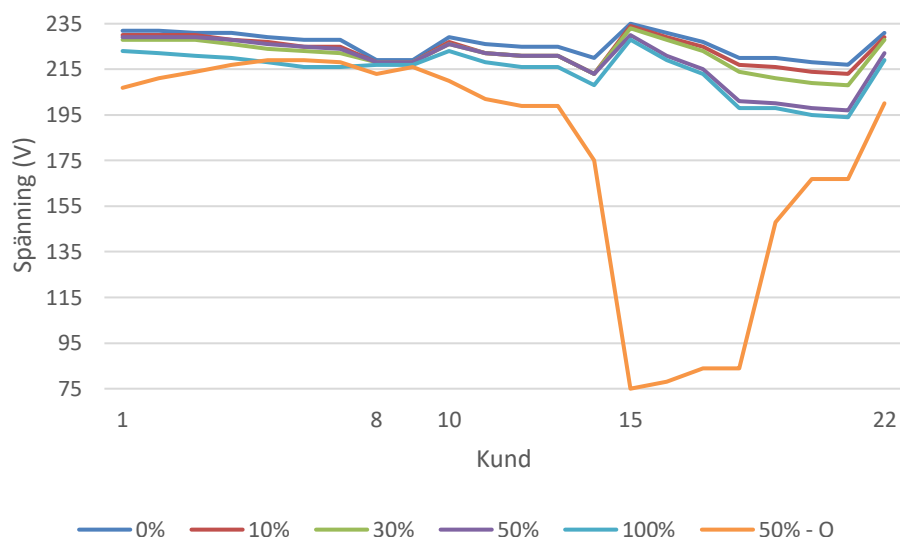


Figur 17. Effekttoppar i Johannisbäck den 21 januari 2016 vid 11 kW laddning. Röd linje visar på okontrollerad laddning, gul linje flexibel laddning och S indikerar flexibel laddning där även smart laddning tillämpas.

4.2 Mälby

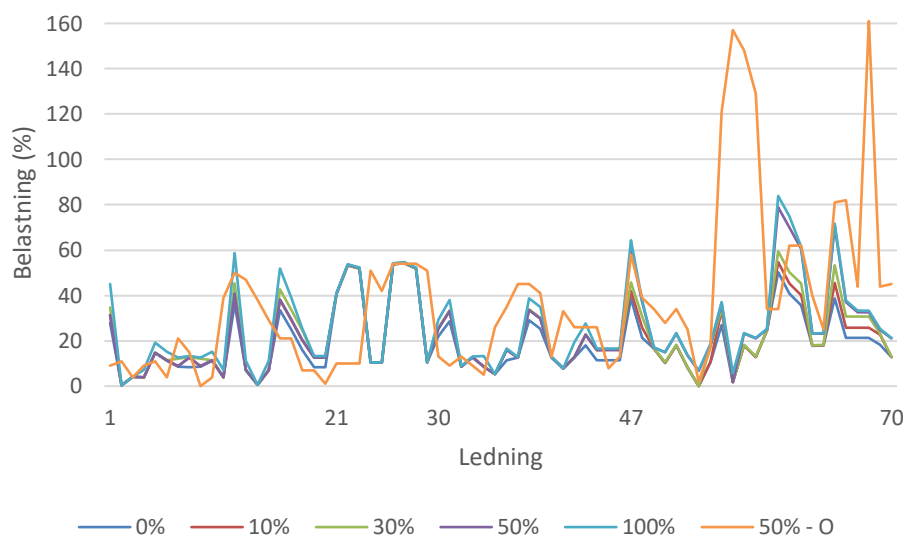
4.2.1 3,7 kW

I figur 18 redovisas spänningen hos kunderna i Mälbys nätstation vid 3,7 kW laddning för olika integrationsgrader av elbilsaddning. Den inkommande spänningen är 243 V i nätstationen och når som lägst 194 V i fack 4 vid 100 procents integration, vilket innebär att den minsta tillåtna spänningen på 207 V underskrids med 13 V. Både för 10 respektive 30 procents integration håller sig spänningen inom ett godkänt intervall. I fack 4 är spänningsfallet som störst vid 50 och 100 procents elbilsintegration. Figur 18 visar även att spänningen som lägst kan nå 75 V då 50 procent har elbil och har den inkopplad på samma fas (orange linje).



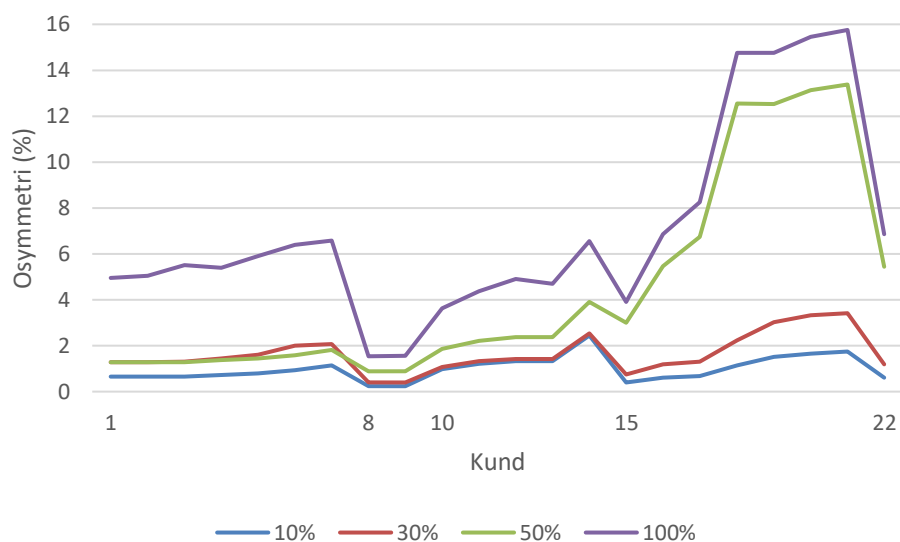
Figur 18. Spänning hos kunderna i Mälby nätstation vid 3,7 kW-laddning. Färgerna beskriver hur stor andel av fordonsflottan som antas vara elbilar, och O indikerar enfasladdning på en och samma fas.

I figur 19 redogörs för ledningarnas relativa belastning i Mälby vid 3,7 kW trefas-laddning för olika integrationsgrader, samt vid 3,7 kW enfas-laddning vid 50 procents integration. Resultatet pekar på att den maximala relativa belastningen av alla ledningar uppgår till knappt 85 procent och det vid ett tillfälle i det fjärde facket. Vid enfas-belastning för 50 procents integration, når två av ledningarna cirka 160 procents relativ belastning i fack 4. I resten av facken hålls belastningen inom godkända nivåer.



Figur 19. Relativ belastning på ledningar i Mälby vid 3,7 kW-laddning. Färgerna beskriver hur stor andel av fordonsflottan som antas vara elbilar och O indikerar enfas-belastning.

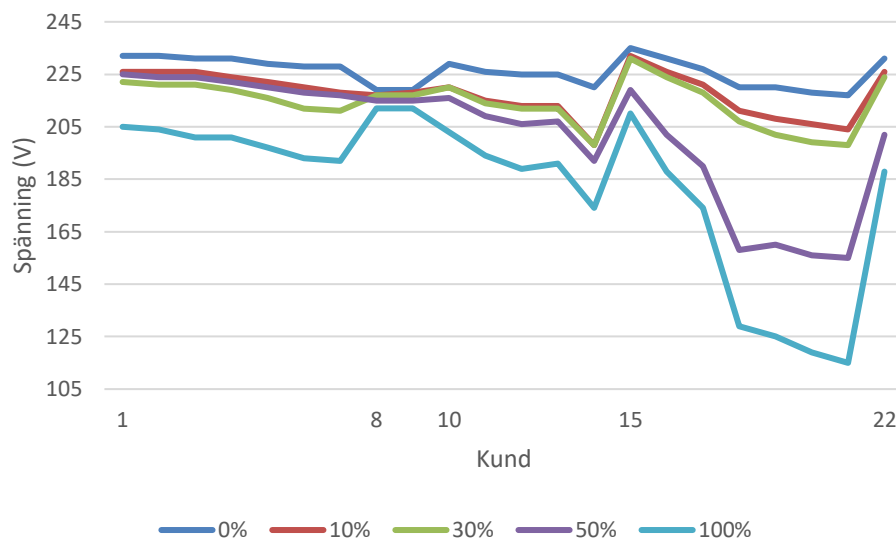
I figur 20 redogörs för spänningsosymmetrin för olika andelar av elbilsintegration vid 3,7 kW enfas-laddning. För de olika andelarna av elbilar är samtliga elbilar kopplade till samma fas. Vad som påträffas är att Mälby överskrider gränsen på 2 procent redan vid 10 procents integration. Vid 50 procents integration ökas osymmetrin med en faktor tre i fack 4 jämfört med de andra facken. Som mest uppnås en osymmetri på knappt 16 procent, vid 100 procents integration.



Figur 20. Spänningsosymmetri i Mälby vid 3,7 kW enfas-laddning för olika andelar av elbilar i fordonsflottan.

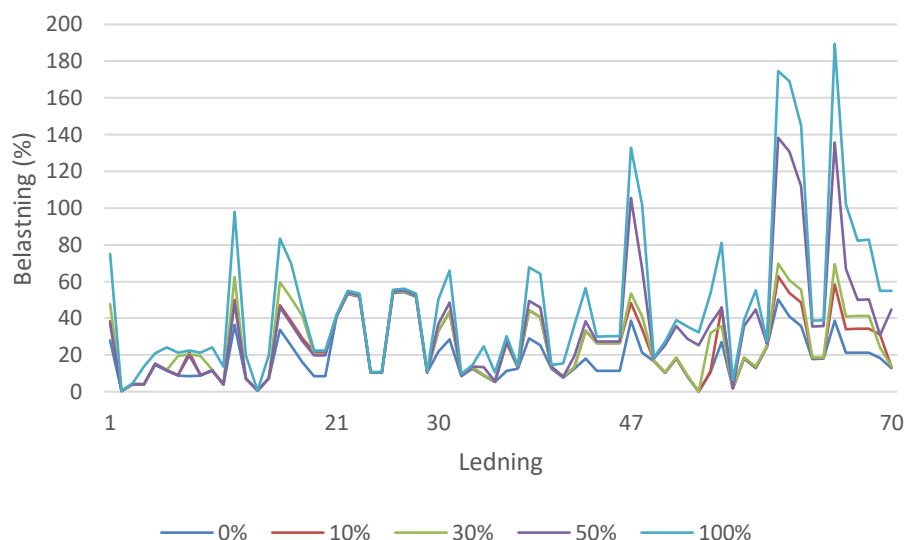
4.2.2 11 kW

I figur 21 redogörs för spänningen hos kunderna i Mälbys nätstation efter simuleringar med 11 kW trefas-laddning. Resultatet visar att spänningen hos kunderna redan vid 10 procents integration inte uppnår kraven för spänningsnivån, då spänningen hos en kund i fack 3 är 204 V. Den lägsta uppmätta spänningen är 115 V och hittas i fack 4, som har mycket större fluktuationer i spänningen jämfört med de övriga facken.



Figur 21. Spänning hos kunderna i Mälbys nätstation vid 11 kW-laddning. Färgerna beskriver hur stor andel av fordonsflottan som antas vara elbilar.

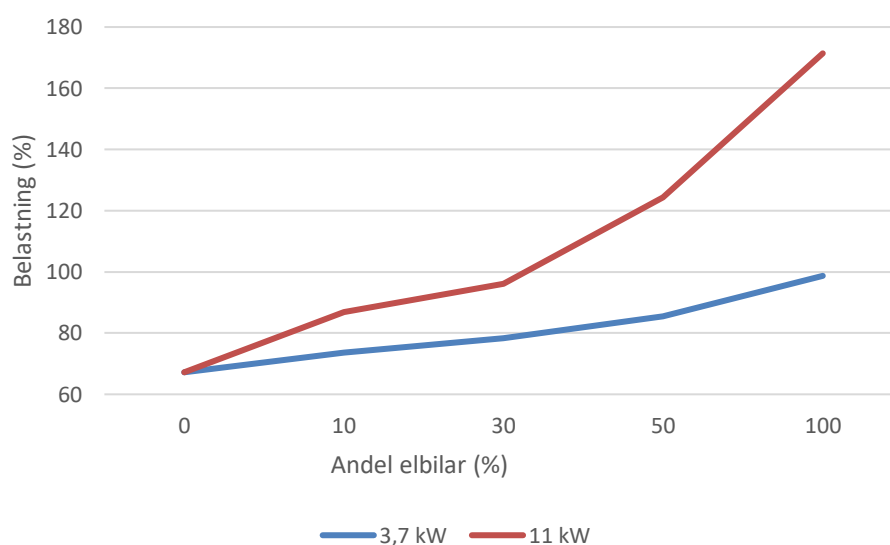
I figur 22 redogörs för ledningarnas relativa belastning i Mälby vid 11 kW laddning för olika andelar av elbilsflottan. Resultatet visar att den maximala relativa belastningen av alla ledningar uppgår till knappt 190 procent, vilket är en ledning i fack 4. I fack 1, 2 och 3 håller sig belastningen under 100 %.



Figur 22. Relativ belastning av ledningar i Mälby vid 11 kW-laddning. Färgerna beskriver hur stor andel av fordonsslottan som antas vara elbilar.

4.2.3 Transformatorbelastning

I figur 23 visas hur transformatorbelastningen förändras i Mälby för de båda effekterna beroende på andelen elbilsintegration. Grafen är approximerad efter fem uppmätta värden för respektive andel av elbils-laddning. För 3,7 kW laddning klarar transformatorn av belastningen, dock med mycket små marginaler vid 100 procent elbilar. För 11 kW laddning överskrids 100 procents belastning vid 50 respektive 100 procents elbilsintegration.

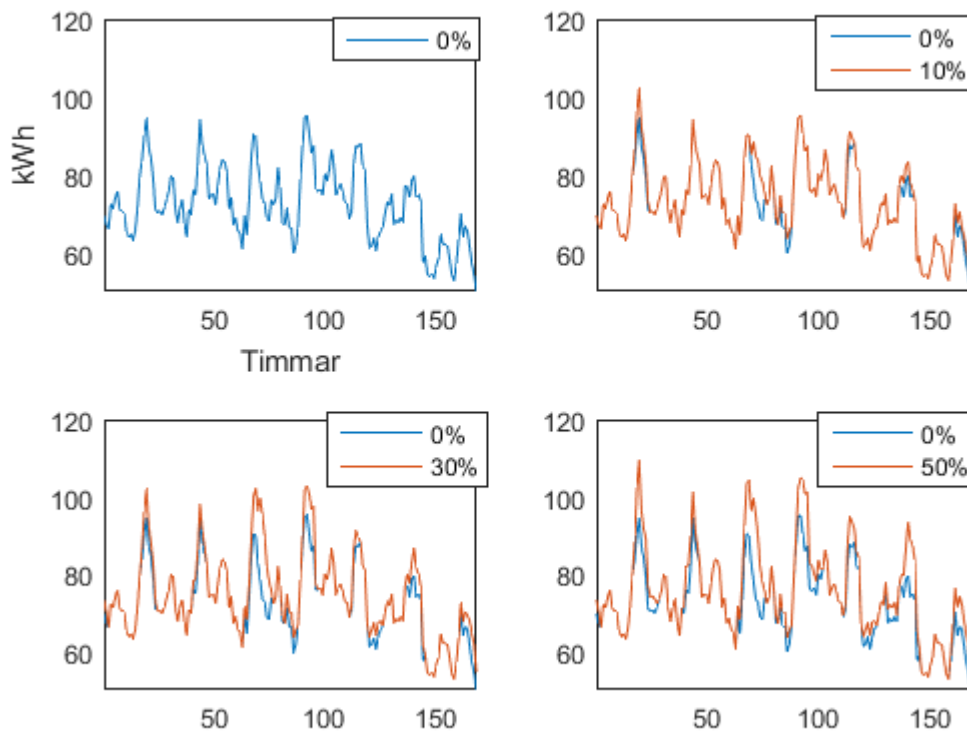


Figur 23. Relativ transformatorbelastning i Mälby för 3,7 respektive 11 kW laddning. Fem värden är uppmätta för andelen elbilsintegration som korresponderar med de angivna värdena på x-axeln.

4.2.4 Effekttoppar

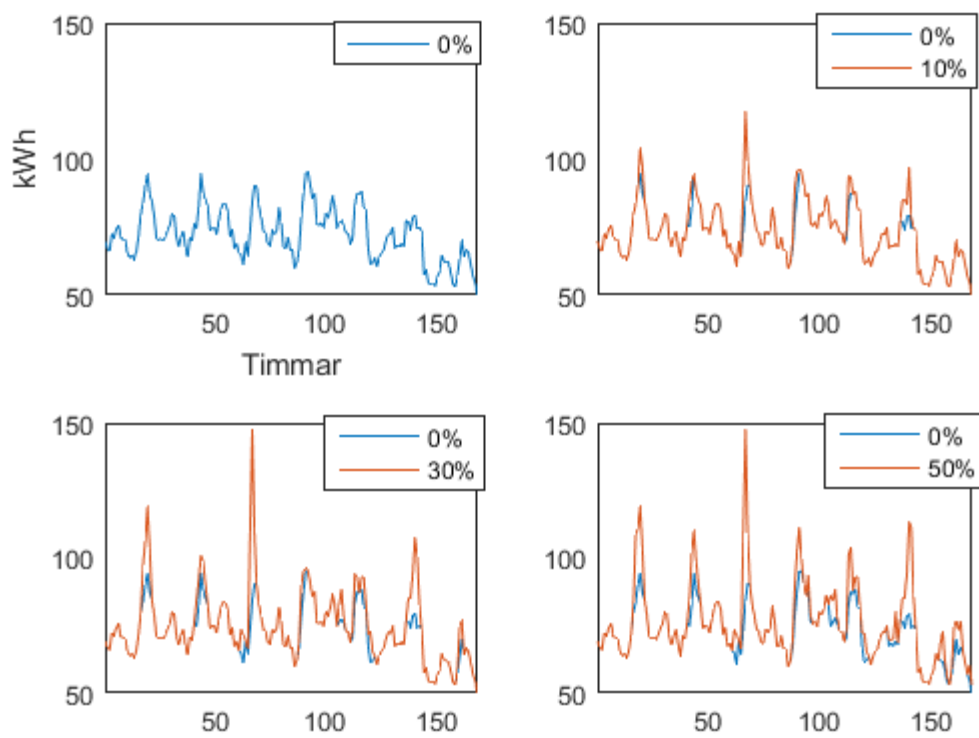
I detta segment redovisas resultatet för okontrollerad laddning i Mälby av en kritisk höglast-vecka, samt hur effekttoppar yttrar sig under en höglast-dag, då den maximala elbilsladdningen sammanfaller med förbrukningstoppen. Dessutom hur effekttoppen över dygnet, som beskriver ett värsta falls-scenario, kan mildras med hjälp av efterfrågefleksibilitet, smart laddning och lokala batterilager. De integrationsgrader som studeras är 10, 30 respektive 50 procent, där den senare andelen används som fall för att mildra effekttopparna. Både 3,7 och 11 kW laddning undersöks.

I figur 24 redovisas okontrollerad laddning vid 3,7 kW för olika andelar av elbilsladdning. Den blå grafen indikerar referensfallet och röd linje är förbrukning med elbilsladdning. För 50 procents integration ser man att fyra toppar överstiger den ursprungliga toppen med ungefär 10 kW. Vid 10 procents integration upptäcks bara en tydlig topp som marginellt superponerar med referenstoppen.



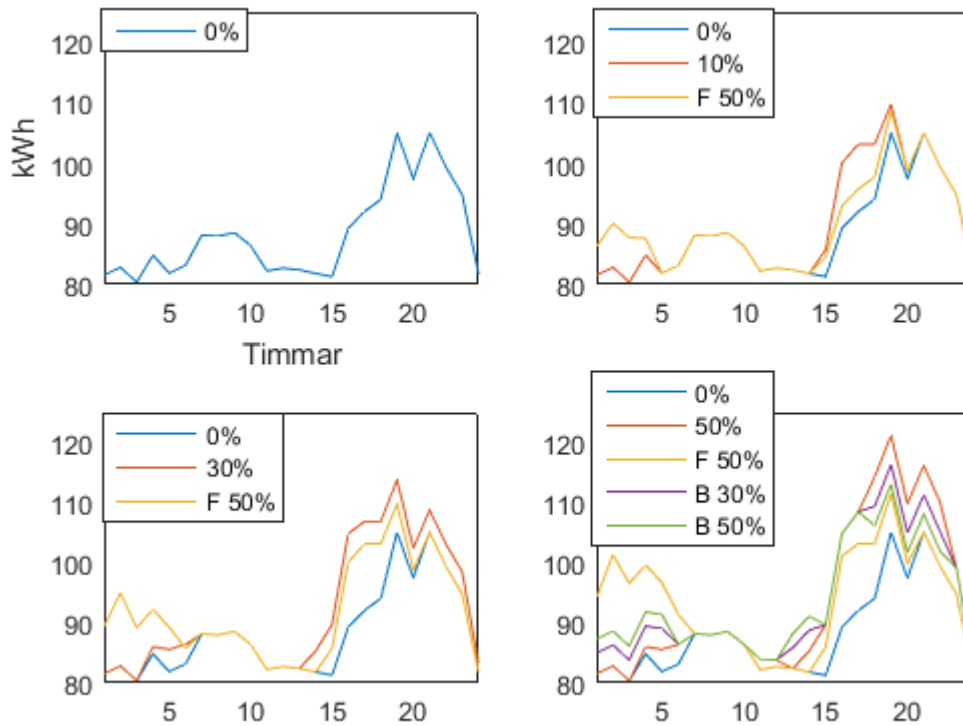
Figur 24. Effekttoppar i Mälby mellan 18-24 januari 2016 vid 3,7 kW okontrollerad laddning.

Figur 25 visar okontrollerad laddning för 11 kW under en höglast-vecka. Vad man kan se är att en topp växer sig succesivt högre i takt med att integrationen ökar, men är ungefär lika stor vid 30, som vid 50 procents integration. Denna topp når som mest ca 50 kW över referensfallets topp. Vid 10 procents integration uppnår en topp ungefär 20 kW högre än grundfallet.



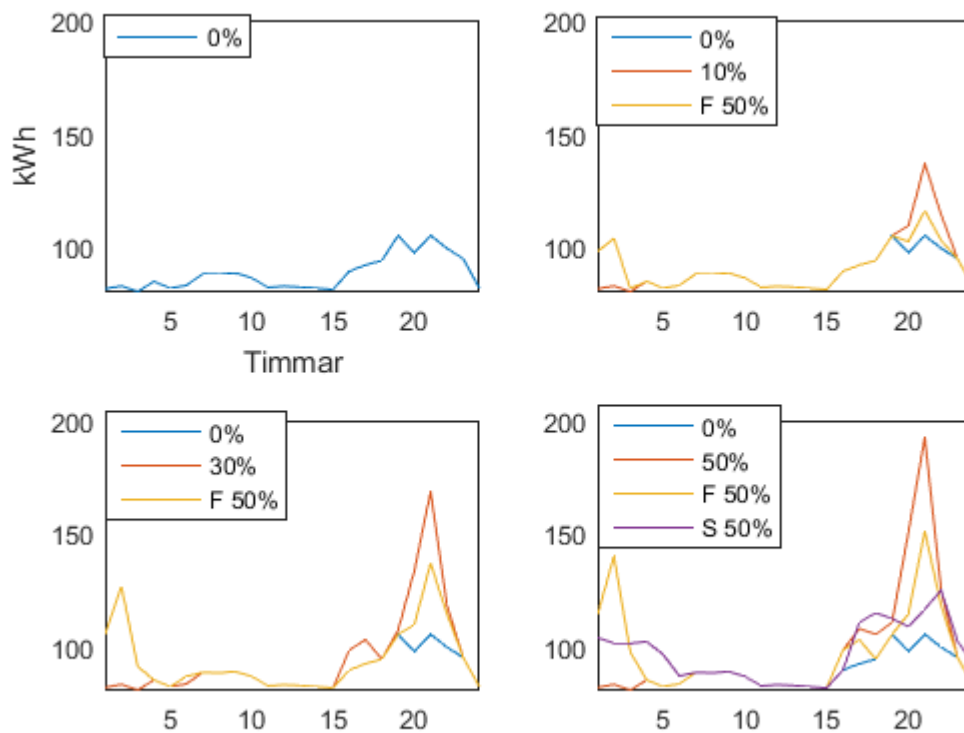
Figur 25. Effektoppar i Mälby mellan 18-24 januari 2016 vid 11 kW laddning.

Figur 26 studeras den förmodade högsta toppen under 2016 för Mälby, vilket var den 15:e januari, och undersöker effekttopparna från elbilsladdning under detta dygn. Y-axeln indikerar effekten och x-axeln timme på dygnet. En tydlig effekttopp påträffas på kvällen för Mälby, som ökas med ca 20 kW vid 50 procents integration och mildras som mest med ungefär 10 kW med hjälp av efterfrågeflexibilitet.



Figur 26. Effekttoppar i Mälby den 15 januari 2016 vid 3,7 kW laddning, där den röda linjen indikerar okontrollerad laddning, gul linje flexibel laddning och B-30% respektive B-50% motsvarar lokala batterilager hos 30, respektive 50 % av elbilsinnehavarna.

Slutligen redogörs i figur 27 motsvarande effekttoppar i Mälby med den högre effekten 11 kW. De lokala batterilagren har ersatts med smart laddning i fallet med 50 procents integration. Här visas att effekttoppen når maximalt 190 kW, vilket är ca 85 kW högre än ursprungsfallet.

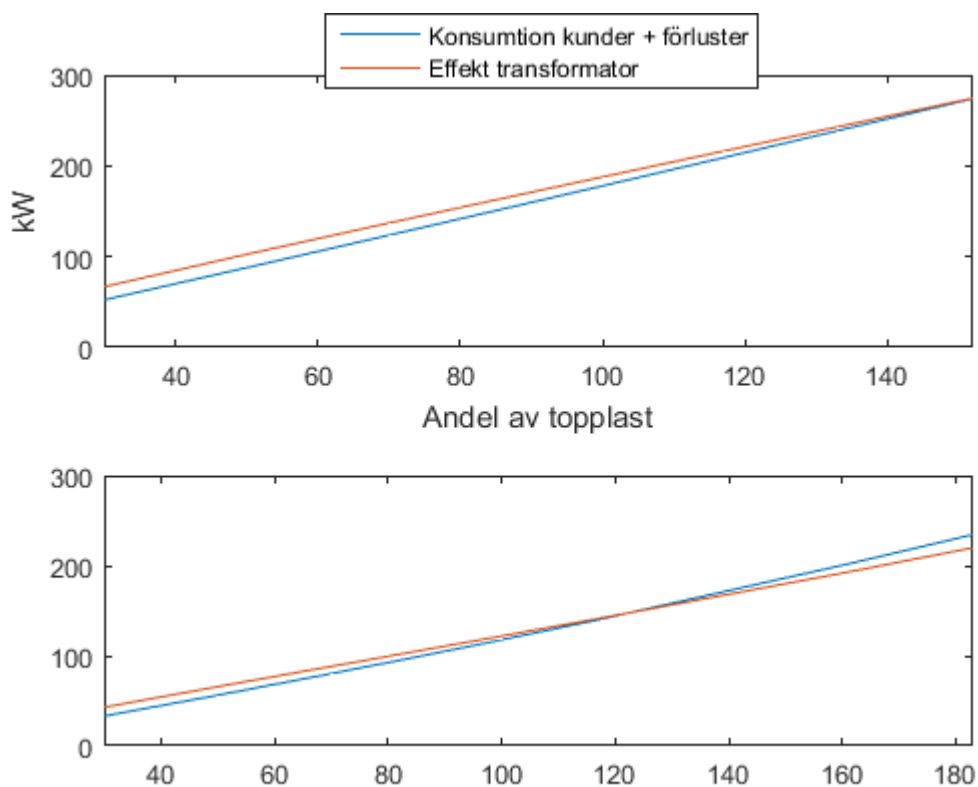


Figur 27. Effekttoppar i Mälby den 15 januari 2016 vid 11 kW laddning, där röd linje visar på okontrollerad laddning, gul linje flexibel laddning och S indikerar flexibel laddning där smart laddning tillämpas.

4.3 Validering av Velandermode

I det här segmentet beskrivs hur väl den approximerade effekttoppen i dpPower överensstämmer med empiriska mätningar från kundernas förbrukning adderat med förlustberäkningarna från simuleringar utförda i dpPower. Dessa metoder förväntas i teorin vara någorlunda lika, med den enda skillnaden att tomgångsförluster och reaktiva förluster inte adderas till de totala förlusterna.

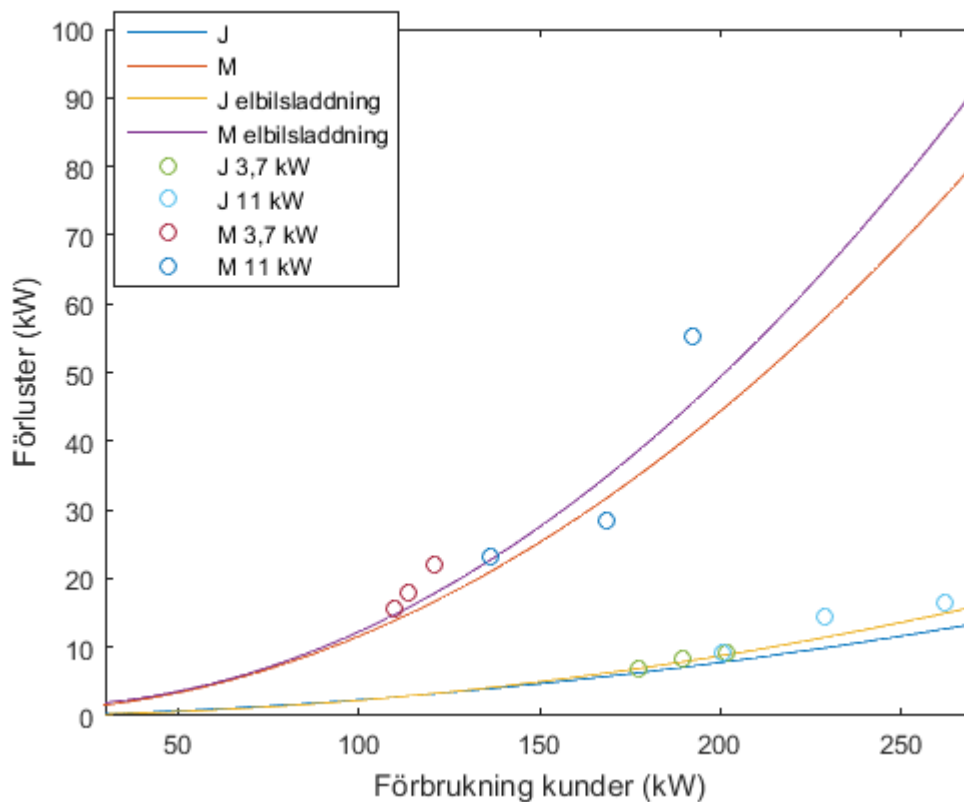
Figur 28 redovisar resultatet från denna jämförelse av den uppskattade aktiva effekten. På x-axeln visas de andelar av topplasten som jämförts, där tre värden över 100 procents motsvarar topparna vid elbilsaddningen.



Figur 28. Jämförelse av toppförbrukning baserat på uppskattad effekt med hjälp av Velanders formel i dpPower (röd linje) och konsumtionen hos kunderna från verklig data, adderat med systemets förluster framräknat i dpPower (blå linje). Johannisbäcks värden visas överst i bild och Mälby nederst.

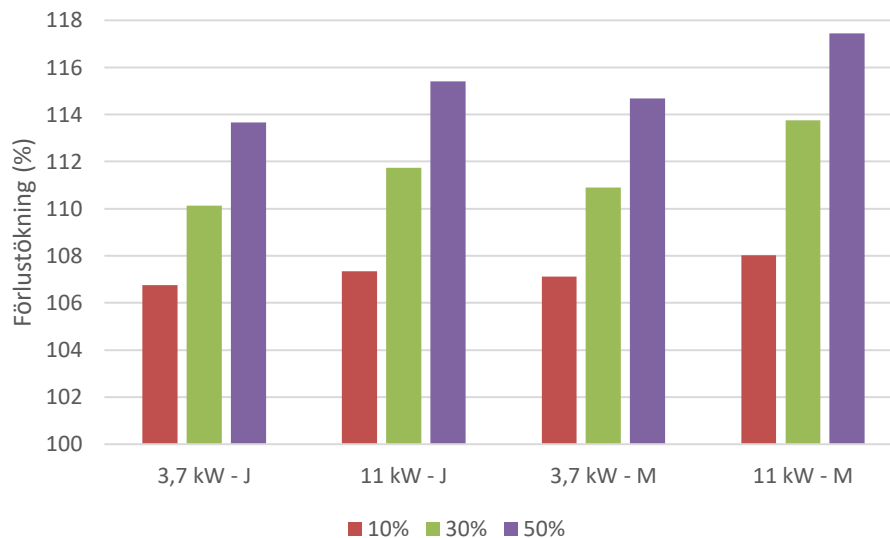
4.4 Förlustberäkning

Figur 29 visar de två olika förlustmodellerna för respektive nät, där den övre kurvan för respektive nät symboliserar förluster med elbilsladdning. X-axeln är kundernas förbrukning och y-axeln de aktiva belastningsförlusterna i ledningar och transformator. Modellerna för Mälby uppvisar större förluster än Johannisbäck, samt större skillnader mellan förluster med elbilsladdning än utan vid de högre förbrukningseffekterna. Modellen i figur 29 ligger till grund för beräkningen av förlusterna i figurerna 30, 31 och 32.



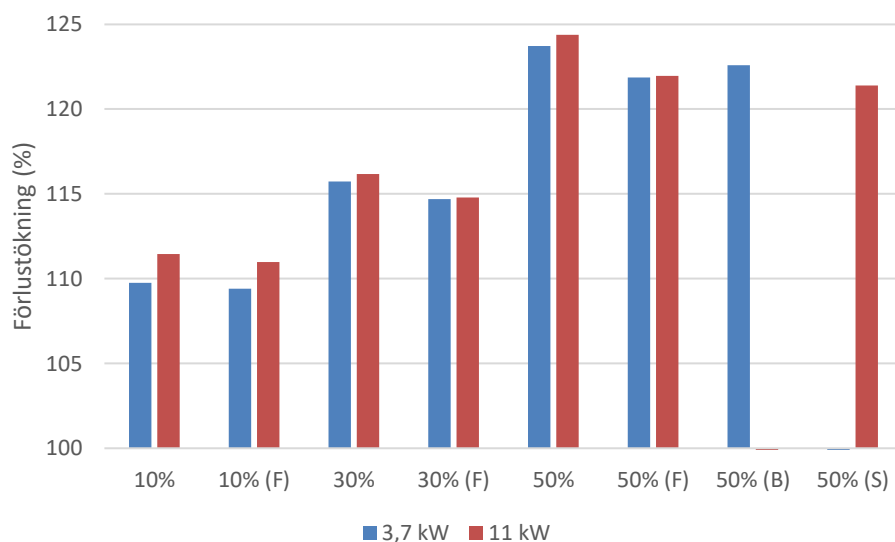
Figur 29. Bilden visar två funktioner för varje lågspänningsnät. En där elbilsladdning inte tas i beaktning (J och M), samt en som tar hänsyn till förlustdata av elbilsladdningen (J elbilsladdning och M elbilsladdning). Punkterna på bilden är förlustdata från simulering av elbilsladdning som funktionen approximeras till. Punkterna läses som 10, 30, respektive 50 procent elbilsladdning från vänster till höger i samtliga fall.

I figur 30 sammanställs förlusterna för okontrollerad laddning under höglast-veckan för både Johannisbäck och Mälby. Det är förlustökningen som redovisas och alltså inte nätets procentuella förluster. Dock är de procentuella förlusterna 2,9 procent för Johannisbäck och 8,2 procent för Mälby för referensfallet och som ökas till 3,3 respektive 9,9 procent vid 11 kW laddning och 50 procents integration. I grafen indikerar J förluster för Johannisbäck, och M för Mälby.



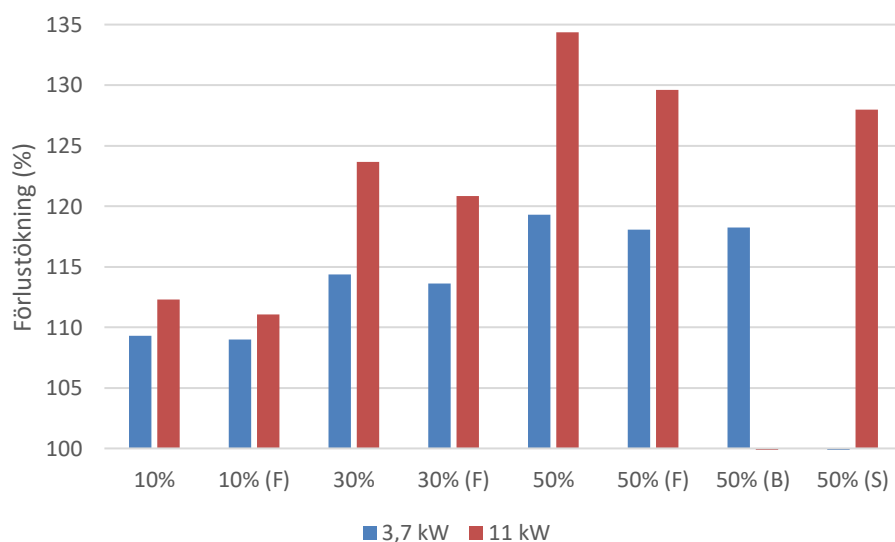
Figur 30. Förlustökningar av aktiva belastningsförluster i ledare och transformator under en kritisk vecka mellan 18-24 januari med okontrollerad laddning för Johannisbäck (J) och Mälby (M). Referensfallet är 681 respektive 1083 kW för Johannisbäck respektive Mälby.

I figur 31 sammanställs de aktiva belastningsförlusterna i Johannisbäck från höglast-dagen i figurena 16 respektive 17. Den blå stapeln visar förluster med 3,7 kW laddning och den röda med 11 kW laddning. *F* innebär fall där efterfrågefleksibilitet tillämpats, *B* är lokala batterilager hos 50 procent av elbilsinnehavarna och *S* är det fall där smart laddning har studerats. Förlusterna för referensfallet är 107,5 kW i detta fall.



Figur 31. Förlustökningar av aktiva belastningsförluster för Johannisbäck den 21: a januari 2016. (F) indikerar flexibel laddning, (B-50%) indikerar lokala batterilager hos 50 procent av elbilsinnehavarna, och (S) symboliserar smart laddning.

I figur 32 visas motsvarande förlustberäkningar som i figur 31, men för Mälby. Här är förlusterna för referensfallet 220,5 kW.



Figur 32. Relativa förluster för Mälby den 15:e januari 2016. (F) indikerar flexibel laddning, (B-50%) indikerar lokala batterilager hos 50 procent av elbilsinnehavarna, och (S) markerar smart laddning.

4.5 Nätåterställning

Här redovisas resultatet för nätåterställningen med hjälp av reglering av omsättningskopplare och ledningsförstärkning. I tabell 13 ges en genomgång av de fall som inte nådde upp till nätkraven. Enbart trefas-belastningar har undersökt.

Tabell 13. Översikt på fall som inte nått uppställda krav. Procentsatsen avser integrationsgraden för respektive kategori där nätet inte nådde upp till kraven.

	Johannisbäck	Mälby
3,7 kW (Spänning)	OK	50, 100%
3,7 kW (Belastning ledning)	OK	OK
3,7 kW (Belastning transformator)	OK	OK
11 kW (Spänning)	OK	10, 30, 50, 100%
11 kW (Belastning ledning)	OK	50, 100%
11 kW (Belastning transformator)	50, 100%	50, 100%

Resultatet visar på tre fall av nätåterställning. Fall 1 redogör enbart för ett transformatorbyte i de två fall där den relativa belastningen överskreds för Johannisbäck. Fall 2 inkluderar tre fall från Mälby station där samtliga fall kunde lösas på samma tillvägagångssätt. Slutligen beskriver fall 3 den mest komplexa nätåterställningen som krävs för Mälby vid 11 kW-laddning med 100 procents elbilsintegration. För både fall 2 och 3 redovisas statusen på nätet efter varje iteration. Samtliga fall avslutas med en kostnadskalkyl. För fall två har ett urval gjorts, där återställning av 11 kW-vid 50 procents integration inte har undersökt.

4.5.1 Fall 1: Johannisbäck 11 kW – 50%, 100%

För att återgå till godkända nivåer krävdes i dessa fall ett transformatorbyte från 315 kVA effektbas till 500 kVA, som är nästa möjliga nivå för den nominella effekten. En kostnadskalkyl ges i tabell 14.

Tabell 14. Kostnadskalkyl för nätåterställning av fall 1.

Iteration	Åtgärd	Längd (m)	Kostnad (SEK)	Kod EBR kostnadskatalog
1	Byte transformator från 315 kVA till 500 kVA		76 994 (Material) + 12 163 (Övriga kostnader)	G15912 (P1)
Summa			89 157	

4.5.2 Fall 2: Mälby 3,7 kW– 50, 100% & 11 kW–30%

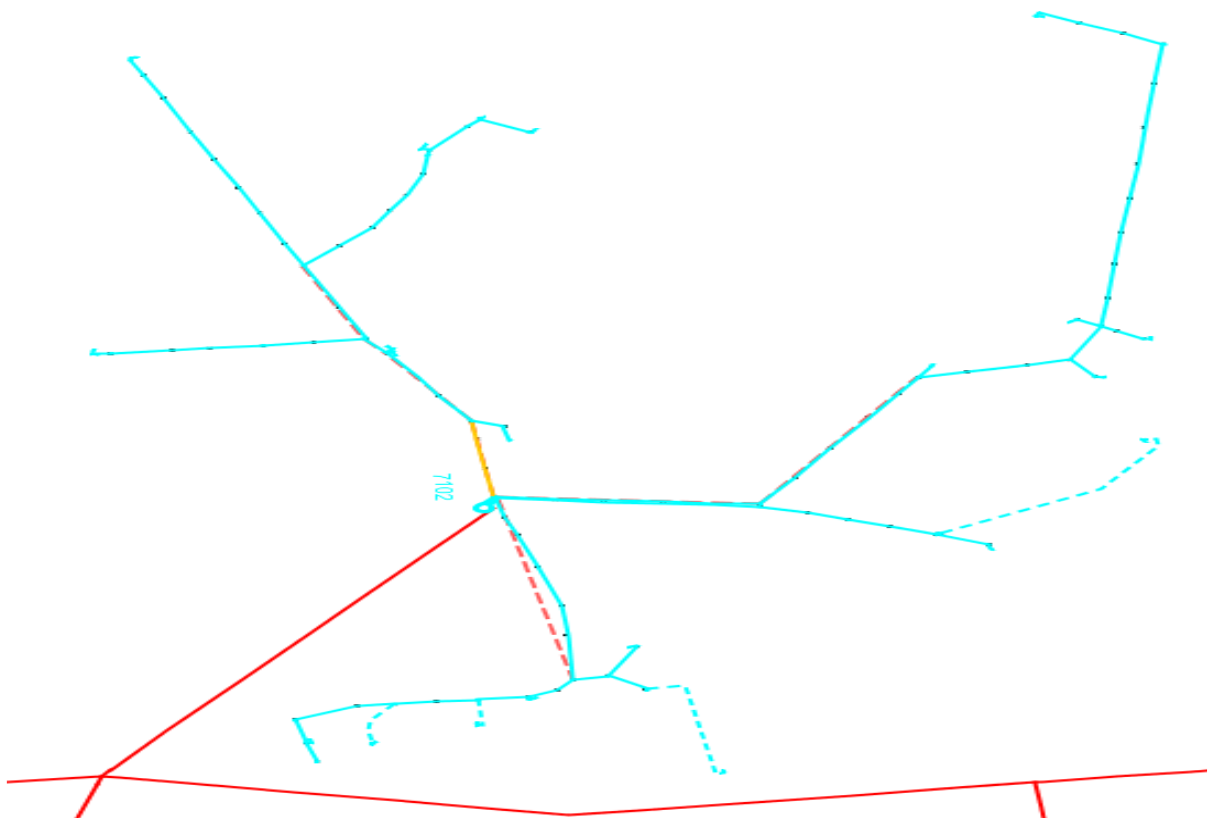
För att återgå till godkända nivåer krävdes för fall 2 en reglering av omsättningskopplaren till det maximala steget (steg 5), samt ett ledningsbyte av en 143 m lång ledning i fack 4, vilket är den andra ledningen sett från nätstationen. I tabell 15 redogörs statusen på nätet efter varje iteration av återställningen följt av en kostnadskalkyl i tabell 16.

Tabell 15. Status på nätkraven för fall 2, där de olika värdena korresponderar med fallen 3,7 kW 50 %, 3,7 kW 100 % och 11 kW 30 % uppifrån och ner.

Iterationer	Spänning [min max]	Ledning max. strömbel. (%)	Trafo. max. strömbel. (%)	Kommentar
0) Referensfall	[197 242], [194 241], [198 241]	[78,9], [83,4], [69,7]	[85,4], [98,7], [96,1]	
1) Reglering av omställningskopplare steg 4 – 5.	[205 249], [203 248], [205 248]	[76], [81], [67,5]	[85], [98,2], [95,6]	Byte max. bel. ledning fack 4
2) Ledningsbyte ALUS 50 till N1XV 240	[214 249], [212 248], [209 248]	[65,3], [69,5], [64,5]	[84,2], [97,2], [95]	

Tabell 16. Kostnadskalkyl för fall 2.

Iteration	Åtgärd	Längd (m)	Kostnad (SEK)	Kod EBR kostnadskatalog
1	Reglering av omställningskopplare från steg 4 till 5		3304 (Etablering montör) + 606 (kopplingsarbete) = 3910	410 30 + 312 61 (P2)
2	ALUS 50 till N1XV 240	143	19 760 (Material) + 41 612 (Schaktning) = 61 372	U14636 + U14713 (P1)
Summa			65 282	



Figur 33. Övergripande bild på Mälbys nät, där den gulmarkerade sträckan visar var ledningsbytet har utförts.

4.5.3 Fall 3 Mälby 11 kW – 100 %

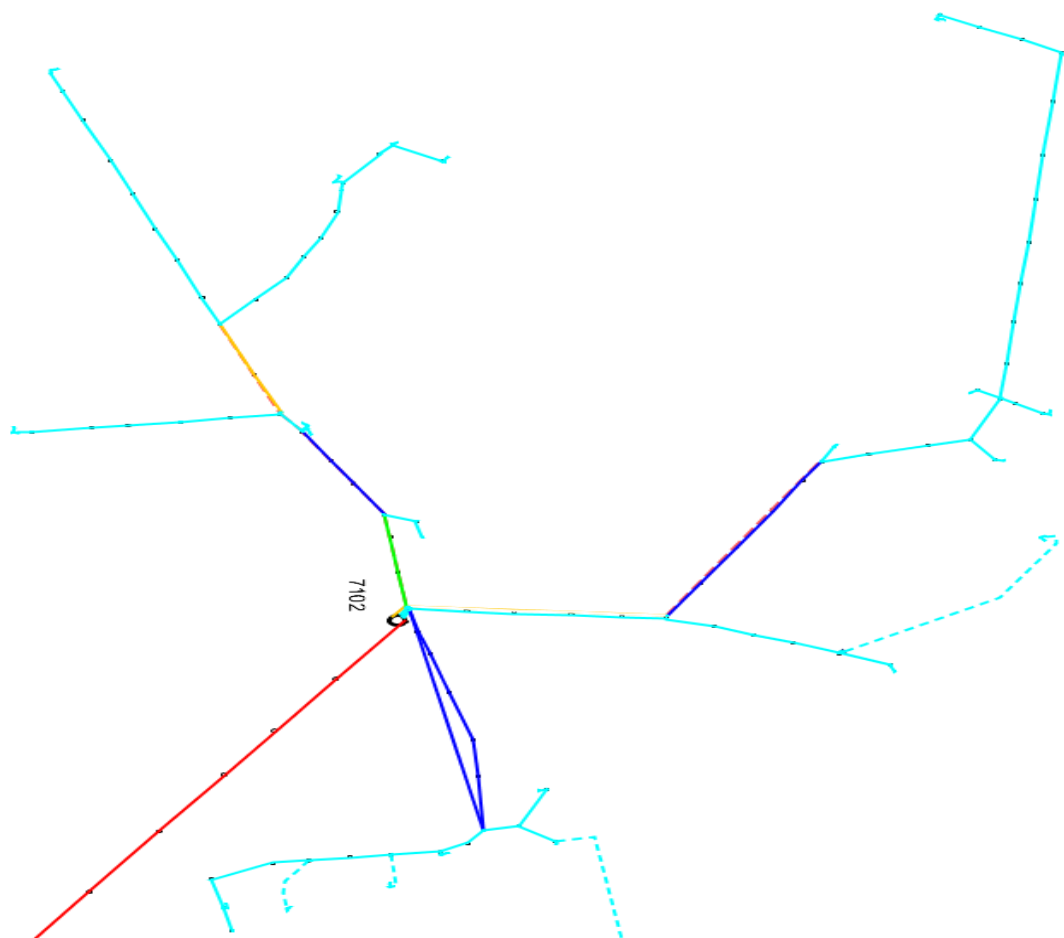
För att återgå till godkända nivåer för fall 3 krävdes ett transformatorbyte, samt reglering av omställningskopplaren till det maximala steget (steg 5), dessutom sju ledningsbyten i tre av fyra fack. I tabell 17 ges statusen av nätet efter varje iteration av återställningen och i tabell 18 ges en kostnadskalkyl.

Tabell 17. Status på nätkraven för fall 3.

Iterationer	Spänning [min max]	Ledning max. strömbel. (%)	Trafo. max. strömbel. (%)	Kommentar
0) Referensfall	[115 237]	189,4	171,4	
1) Reglering av omställningskopplare steg 4 – 5.	[132 244]	172,7	167,7	Ledning från nätstation >80%
2) Ledningsbyte ALUS 50 till N1XV 240	[139 244]	167,3	165,8	Ledning nätstation <80%
3) Ledningsbyte ALUS 50 till N1XV 240	[172 244]	140,8	157,7	
4) Ledningsbyte ALUS 50 till N1XV 240	[187 245]	125,9	153	
5) Ledningsbyte ALUS 50 till N1XV 240	[188 245]	96,7	150,3	Relativ strömbelastning <100%
6) Ledningsbyte ALUS 50 till N1XV 240	[203 245]	96,7	149,2	Byte max. bel. ledning fack 3
7) Ledningsbyte ALUS 50 till N1XV 240	[204 245]	96,7	148,3	Byte max. bel. ledning fack 3
8) Ledningsbyte ALUS 50 till N1XV 240	[214 245]	96,6	145	Byte max. bel. ledning fack 1
9) Transformatorbyte från stolpstation med 200 kVA till markstation med 315 kVA.				

Tabell 18: Kostnadskalkyl för fall 3.

Iteration	Åtgärd	Längd (m)	Kostnad (SEK)	Kod i EBR kostnadskatalog
1	Reglering av omställningskopplare från steg 4 till 5		3304 (Etablering montör) + 606 (kopplingsarbete) = 3910	410 30 + 312 61 (P2)
2	N1XV 50 till N1XV240	19	2 625 (Material)+ 5 529 (Schaktning) = 8 154	U14636 + U14713 (P1)
3	ALUS 50 till N1XV 240	143	19 760 (Material)+ 41 612 (Schaktning) = 61 372	U14636 + U14713 (P1)
4	ALUS 50 till N1XV 240	152	21 003 (Material)+ 44 231 (Schaktning) = 65 234	U14636 + U14713 (P1)
5	ALUS 25 till N1XV 240	149	20 589 (Material)+ 43 358 (Schaktning) = 63 947	U14636 + U14713 (P1)
6	ALUS 50 till N1XV 240	281	38 829 (Material)+ 81 769 (Schaktning) = 120 598	U14636 + U14713 (P1)
7	ALUS 50 till N1XV 240	255	35 236 (Material)+ 74 203 (Schaktning) = 109 439	U14636 + U14713 (P1)
8	ALUS 50 till N1XV 240	346	47 811 (Material)+ 100 683 (Schaktning) = 148 494	U14636 + U14713 (P1)
9	Byte till markstation 315 kVA		123 122	G15224 (P1)
Summa		1345	700 360	



Figur 34. Övergripande bild på Mälbys nät, där de färgade sträckorna (förutom den röda som representerar överliggande nät) visar var ledningsförstärkning har utförts. Vid Sträckan som ser ut att vara parallella ledningar är bara den nya N1XV-kablen inkopplad.

5. Diskussion

Den första punkten som är värd att diskutera är om och när framtida scenarier av elbilsintegrering kan tänkas infrias. Det sker idag en aggressiv tillväxt globalt och i Sverige som förväntas hålla i sig de närmaste åren. Prognoser kring antalet elbilar är svåra att bedöma, då utveckling är beroende av många parametrar såsom framtida teknikutveckling inom batterier, ekonomin kring batterisystemet, laddningsinfrastrukturen runt om i Sverige, och andra typer av förnybara energikällor som konkurrerar om marknadsandelarna, exempelvis bränsleceller eller biobränslen. Det som dock är värt att understryka i denna diskussion är att samhället i nuläget genomgår en revolution beträffande övergången till förnybar energi. Något som på ett eller annat sätt kommer tvinga bort fossilberoende fordon, vilket Sverige har som mål att göra till 80 procent fram till år 2030. Det är en stor omställning och i dagsläget är det inte orimligt att bland annat elbilar och laddhybrider kommer att ersätta dessa betydande marknadsandelar.

Enligt en prognos utförd av Sweco förväntas antalet laddningsbara fordon i Sverige år 2030 uppgå till 19 procent. Antagande om uniformt distribuerade bilar runt om i landet skulle därmed medföra problem för landsbygdsnäten baserat på denna studie. Viktigt att förstå är även att urbaniseringen medför att antalet människor urholkas i majoriteten av landets kommuner för att ökas i ett fåtal av de största kommunerna. Dessutom sker utvecklingen snabbast i storstäder till följd av bättre laddningsinfrastruktur.

5.1 Långsamma spänningsvariationer

Vad gäller spänningsnivåerna i de olika lågspänningsnäten visar det på en stor variation mellan dessa. Johannisbäck beräknas klara av en integrationsgrad på 100 procent vid 11 kW laddning, då spänningen som mest sjunker till 213 volt. Jämfört med Mälby som redan vid nulägesundersökningen har ett spänningsfall på ungefär tio procent, men klarar ändå av en integration på 30 procent vid 3,7 kW laddning till följd av att den inkommande spännande är så pass hög. Detta resultat gäller enbart trefas-belastning och jämför man med fallet för laddning på en fas vid 50 procent integration i Mälby, vittnar det om att stora fluktuationer kan uppstå mellan facken. Detta verifieras av osymmetriberäkningarna där för höga nivåer kan uppstå redan för 10 procents integration vid 3,7 kW enfas-laddning.

För fallet med 11-kW för Mälby fallerar kraven för spänningsvariationer redan vid tio procents integration, där ökningen sker exponentiellt för de högre integrationerna.

Utifrån figur 8 och 18 som visar spänningarna i anslutningspunkterna för Johannisbäck respektive Mälby, kan det urskiljas att fack tre respektive fyra påverkas hårdast och således får högst spänningsfall. I Johannisbäcks fall är fack tre hårdast belastat relativt sett och i Mälbys fall är fack 4 den grupp som har anslutningspunkter längst bort från nätstationen.

Vid jämförelse av enfas- och trefas-laddning för Johannisbäck vid 50 procents integration visar resultatet i figur 8 att spänningen i Johannisbäck väntas pendla någonstans mellan 214–225 V, eftersom att enfas-simuleringen baseras på ett värsta falls-scenario där alla laddar på samma fas. Samma jämförelse i Mälbys nät (figur 18) visar att mycket kraftiga fluktuationer i spänningen kan inträffa, från 75–196 V. Ett intervall som är långt ifrån godkända nivåer vid 50 procents integration.

5.2 Relativa belastningar i ledningar och transformator

Ledningarna i Johannisbäck klarar av det värsta scenariot med 100 procents elbils-laddning vid 11-kW, och som mest nås den relativa belastningen cirka 60 procent vid fyra olika tillfällen fördelat över tre olika fack. Gällande transformatorbelastningen överskrider värdet för 50 respektive 100 procent integration vid 11 kW, och är därmed en begränsande faktor för att Johannisbäck ska leva upp till nätkraven.

För Mälby ser man att vid 3,7 kW-laddning trefas-laddning når belastningen vid ett tillfälle upp till drygt 80 procent. För 11-kW överskrider gränsen vid 50 procents integration och för 100 procent elbilar är belastningen som högst 190 procent. Studerar man transformatorns belastning visar det sig att den med knappa mått klarar av en maximal integration vid 3,7 kW, men överskrider belastningen vid 11 kW med 50, respektive 100 procents integration.

De beräknade resultaten är som tidigare nämnt enbart baserade på den nominella strömmen, som är den fysiska gränsen på vad transmissionsledningarna och transformatorn klarar av. I praktiken använder man sig inte utav denna begränsning, då det alltid är säkringsnivån som sätter begränsningen.

För att jämföra hur hårt belastade ledningarna kan bli i Johannisbäck om samtliga elbilar laddar på en och samma fas samtidigt, visar resultatet i figur 9 att belastningen kan öka upp till 40 procent från 20 procent vid enfasig belastning jämfört med belastning på tre faser vid 50 procents integration. Dock är belastningen klart under nivån och det verkliga resultatet borde ligga någonstans mellan dessa nivåer, då det är högst osannolikt att alla laddar på samma fas.

I Mälbys fall visar figur 19 att belastningen i ledningarna kan öka från ungefär 80 till 160 procent vid enfas-belastning jämfört med belastning på tre faser. Jämför man resultatet vid 11 kW där ungefär 3,7 kW dras från samtliga faser ser man att resultatet uppvisar liknande karaktär. I fallet med 11 kW-laddning uppgår den relativa belastningen som mest till 135 procent, vilket indikerar grovt att resultatet från ledningsbelastningen för 11 kW borde ses som ett rimligare resultat för vad laddning på en fas vid 3,7 kW kan förväntas bli. Utifrån detta synsätt borde Mälby klara av 30 procent, men inte 50 procents integration vid 3,7 kW.

5.3 Osymmetri

Från teoriavsnittet beskrivs att den maximala nivån för spänningsosymmetri får vara högst två procent i ett lågspänningsnät. Resultatet visar att för ett starkare stadsnät som Johannisbäck, klarar systemet av en integrationsnivå på 50 procent, utan att åtgärder behöver vidtas för att omfördela laddningen på andra faser. Detta är dock förutsatt att balansen initialt är idealt i systemet, vilket den i praktiken inte är och kan i värsta fall uppgå till en procent. Därför får resultatet ses som en slags undre gräns på vad utfallet av spänningsosymmetrin kan komma att bli.

För Mälby klarar nätet inte av tio procent elbilar på samma fas, och där spänningsosymmetrin skjuter iväg upp över tolv procent vid integrationsgraderna 50, respektive 100 procent.

Från resultatet kan slutsatsen dras att större noggrannhet bör läggas vid anslutning av enfasig elbils-laddning i landsbygdsnätet, än vid ett starkare stadsnät vid integrationsgrader upp till 30 procent.

5.4 Effekttoppar

Vid jämförelse av effekttopparna veckovis och på ett dygn visas att den 21 januari 2016 nådde förbrukningen knappt 180 kW för Johannisbäck, vilket stämmer överens med den högsta toppen mellan 18-24 januari. Detsamma gäller även för Mälby, där toppen den 15 januari överskrider effekttopparna mellan 18-24 januari. Därmed kan det konstateras att dagen med högst last under 2016 har valts ut för respektive nätstation. Detta eftersom att veckan är utvald som den vecka med högst förbrukning under året, och dagen som den dag med högst energiuttag under 2016 för respektive överliggande fördelningsstation.

Då beräkningarna i dpPower är baserade på att högsta effekttoppen sammanfaller med den tid då flest bilar laddas för att verka som ett värsta fall-scenario, analyserades hur ett längre tidsperspektiv påverkar förbrukningen och hur ofta stora effektpikar egentligen förekommer. För Johannisbäck sammanträffade inte någon laddningstopp med den högsta förbrukningstoppen vid 3,7 kW laddning och vid 50 procents integration medförde elbils-laddningen att det förekom tre toppar likt den ursprungliga effekttoppen utan elbils-laddning, men ingen topp överskred någonsin toppen för nulägesfallet.

För 11 kW-laddning för Johannisbäck överskreds den ursprungliga toppen redan vid tio procents integration vid ett tillfälle under veckan, och samma topp steg vid 50 procents laddning och överskred den ursprungstopp med ungefär 40 procent.

Okontrollerad laddning i Mälby vid 3,7 kW ökade den ursprungliga effekttoppen vid 3,7 kW marginellt, och vid 50 procents integration resulterade det i att tre toppar liknande den vid tio procents laddning uppstod. Vid 11 kW-laddning däremot ökade en

topp med 26 procent jämfört med ursprungstoppen, som sedan steg med 53 procent, samt steg tre andra toppar med cirka 20 procent.

Resultatet från effekttoppsreduktionen som utfördes vid 50 procent elbilsintegration för båda laddningseffekterna, visade sig för båda näten kunna mildra topparna i varierande utsträckning. Om vi först studerar åtgärden att 50 procent av elbilarna är efterfrågef flexibla, visar Johannisbäck att toppen kan halveras, vilket är logiskt då halva energin av laddningen placeras på natten och tidig morgon. Vad det innebär för nätet att sänka effekttoppen och dess belastning, kan man studera genom att analysera figur 16, där man tydligt kan se att den mildrade effekttoppen når lägre än motsvarande effekttopp vid 30 procents integration.

Analyserar vi istället hur batterilager kan mildra toppar i figur 16, ser man att då 50 procent av elbilsägarna har ett batterilager med kapaciteten 9 kWh, sänks effekten till att ganska precis efterlikna toppen vid 30 procents okontrollerad laddning. Med fördelen att batteriet även utnyttjar låglast-timmar under dagen vilket ger en jämnare lastprofil.

För motsvarande fall i figur 17 med 11 kW laddning, ökade effekttoppen med över den dubbla lasten som värst. Dock visade det sig att smart laddningen mildrade toppen effektivt och gav en profil jämförbart med 30 procents integration vid 3,7 kW-laddning.

Undersöker vi Mälby analogt med föregående fall, ser vi i figur 26 att såväl efterfrågef flexibel laddning som implementering av batterilager för 50 procent av elbilsägarna sänkte effekttoppen till motsvarande nivåer för 30 procents integration vid 3,7 kW-laddning. Det skulle kunna innebära att med en av dessa tekniker, eller ännu hellre implementering av båda två tillsammans, skulle ha möjlighet bidra med godkända spännings och belastningsnivåer för Mälby.

Utredar vi motsvarande fall för 11 kW, visas i figur 27 att smart laddning i Mälbys fall skulle man vid den kritiska punkten kunna sänka effekttoppen i nivå med 10 procents integration. Något som skulle innebära att transformatorn och ledningarna skulle tåla belastningen, och spänningsfallet hos kunden ligga på gränsen till godkända nivåer.

Vidare kan diskuteras att det kan vara långt fram i tiden till dess att en organisation byggts upp kring smart laddning, men mycket är på gång inom smarta elnät och enligt resultatet är tekniken nästan ett måste för att lågspänningsnät, och i synnerhet de på landsbygden ska undvikas att behöva totalrenoveras.

I jämförelse med smart laddning, så kan teknikerna för efterfrågef flexibilitet redan appliceras, men mycket arbete måste läggas på att skapa incitament hos kunden för att vilja ladda under låglast-timmar. Dessutom måste priset på batterilager bli ännu mer fördelaktigt för att bli konkurrenskraftigt på marknaden.

Slutligen bör tilläggas att samtliga toppar är förskjutna under dygnet, och okontrollerad laddning över en vecka visar att inte en enda topp för något av näten överskred toppen under dygnet.

5.5 Förluster

För att utvärdera de approximerade förlustmodellerna för de båda nätstationerna, kan sägas att Mälbys nät är mycket mer känsligt för förluster i jämförelse med Johannisbäck. Trenden visar också att skillnaden mellan de båda modellerna som beskriver med eller utan elbilsladdning ökar med förbrukningen, vilket är en verkan från de högre strömmarna som elbilsladdning medför. Det är dock en punkt som frångår detta antagande, och det är elbilsladdning vid 30 procents integration med 11 kW laddning för Mälby som har lägre förluster. Orsaken till detta tros vara den högre relativa koncentrationen av elbilar i fack 4 i förhållande till alla fack vid 50 procents integration jämfört med 30 procents integration, där en eller flera ledningar får en mycket lägre belastning i det senare fallet.

Utifrån dessa modeller beräknades först förlusterna ut för en vecka med okontrollerad laddning. Resultaten visar att förlusterna ökade från 7–15 procent jämfört med referensfallet. Motsvarande värden för Mälby var 7–17 procent.

Under en enskild dag visade det sig att förlusterna för Johannisbäck ökade från 9-24 procent, samt att man med hjälp av en 50 procentig efterfrågefleksibilitet kunde sänka förlusterna 2 procentenheter. Med batterier var sänkningen lite mindre än efterfrågefleksibilitet och för smart laddning var den något bättre på att sänka förlusterna än efterfrågefleksibilitet för 11 kW-laddning.

I Mälbys fall ökade förlusterna från 9-34 procent från referensfallet och det visade sig att batterierna reducerade förlusterna likvärdigt med efterfrågefleksibiliteten, samt att smart laddning reducerade förluster bättre än efterfrågefleksibilitet vid 11 kW-laddning. Som mest reducerade smart laddning förlusterna med ca 8 procent.

De totala nätförlusterna visade sig kunna öka från 2,9-3,3 procent i Johannisbäcks fall och från 8,2-9,9 procent i Mälbys fall vid okontrollerad laddning under en kritisk höglastvecka.

5.6 Validitet av beräkningar i dpPower

För att studera hur pass bra de approximerade toppeffekterna i dpPower är gjordes en jämförelse av den approximerade effekten i nätstationernas transformator med kundförbrukning adderat med de aktiva belastningsförlusterna i transformator och ledningar. Resultaten visade att i Johannisbäck överstämde förbrukningen med topplasten i transformatorn då förbrukningen var 150 kWh. Motsvarande värde för Mälby var 125 kWh. Med lägre värden än dessa ökade skillnaden, men måttligt i båda fallen.

Att tilläggas är att inte tomgångsförlusterna togs med i beräkningen, som väntas adderas måttligt till belastningsförlusterna. Det som dessa grafer kort sagt säger är att

korrelationen mellan den förväntade respektive den verkliga topplasten med, respektive utan elbilsladdning är förhållandevis god.

Topparna i Mälby ligger i snitt runt 90 kW och för Johannisbäck är motsvarande värde 140 kW för höglast-dagen.

5.7 Nätåterställning

Utifrån den iterativa studien med att återställa nätet till godkända krav visade det sig att Johannisbäck klarade samtliga krav, förutom att transformatorn inte klarade den relativa belastningen vid laddning med 11 kW och en integrationsgrad på 50 respektive 100 procent. För fallet Mälby visade det sig att nätet inte nådde upp till spänningskraven för 50 respektive 100 procent vid 3,7 kW-laddning, och inget av fallen vid 11kW-laddning,

För fall 1 var det enbart ett transformatorbyte som krävdes för att återställa nätet till godkända nivåer. I de båda fallen var transformatorbelastningen drygt 100 och 140 procent för fallen med 50 respektive 100 procents elbilsladdning vid 11 kW. Transformatorbytet bestod i en effektuppgradering från 315 kVA till 500 kVA, vilket skulle innebära en ökning med 59 procent av den nominella effekten. Något som skulle leda till att transformatorn klarar av rådande belastning. Materialet inklusive övrigt arbete uppgick till 89 157 kr.

För fall 2 inkluderades tre olika simuleringar med olika integrationsgrad och laddningseffekt. Det var ett steg i omställningskopplaren som var tvungen att justeras, samt ett ledningsbyte från en luftkabel med dimensionen 50 mm², mot en kabel med dimensionen 240 mm². Dock så var det på gränsen att en justering av omställningskopplaren skulle räcka för att få spänningen inom godkända nivåer, en ökning med fyra volt var nödvändigt. Ledningsbytet gjordes med den ledning i det fack som var högst belastat, vilket i detta fall var fack 4. Ledningsbytet åtgärdade nätkraven och den sammanlagda kostandaden för detta uppgick till 65 282 kr.

För fall 3 krävdes förutom en omställningskoppling av ett steg, även en större omfattning av ledningsförstärkning, närmare bestämt sju stycken byten. Fyra stycken byten krävdes för fack 4 och ytterligare två fack berördes, som inkluderade ett, respektive två ledningsbyten. Dessutom krävdes ett byte till en nätstation, då 200 kVA är den maximala effekten för en stolpstation. Nätstationens effekt är 315 kVA, vilket är en ökning med 58 procent. Något som borde räcka då den maximala belastningen var 45 procent över godkända nivåer efter de tidigare nämnda åtgärderna. Den totala kostnaden blev för detta fall 700 360 kr.

Slutligen bör även sägas det att transformatorbytet inte simulerades i dpPower, utan är ett antagande om att klara av den prognostiserade effekten.

5.8 Felkällor

Då effekterna för förbrukningen är timvärden, kan man inte utesluta att det kan uppstå högre belastning inom timmen som förändrar resultatet.

Att förtydligas av resultaten till denna studie är att simuleringarna i dpPower har säkerhetsmarginaler i form av att antalet elbilar för varje integrationsgrad alltid avrundas uppåt. Något som till följd av det låga antalet elbilar vid låga integrationsandelar i fallet Mälby innebär att en bils skillnad kan ge stora variationer i resultatet. Antalet hushåll med vald konstellation blir statistiskt säkrare med en högre andel av elbilar. Detta gör att Johannisbäcks resultat blir mer statistiskt säkert än fallet för Mälby. Dessutom så har den mest utsatta anslutningspunkten med avseende på spänningsfall valts som laddningspunkt för det aktuella facket där anslutningen är beslutat att ske. Något som inte speglar verkligheten med slumpmässigt utvalda punkter.

En aspekt som kan diskuteras är den ojämna fördelningen av årsförbrukning för Mälby, där tre av de 22 kunderna hade en förbrukning lägre än 800 kWh, varav en av dessa hade en förbrukning på 0 kWh. Anledningen till den låga förbrukningen är troligtvis att de används som fritidshus under sommaren. Det finns även en till anslutningspunkt som sticker ut för Mälby och det är nummer 8 med drygt 106 000 kWh i förbrukning. Här kan man anta att det beror på att den är ett större jordbruk. Det som är intressant att diskutera är hur dessa extrempunkter påverkar resultatet för Mälby. Det som sker är att den aggregerade effekten blir känsligare än de med fler punkter och en jämnare förbrukning. Variansen är stor mellan data, och antalet kunder inte så stort, vilket kan ge osäkerhet av elbilens påverkan.

För fallet Johannisbäck finns istället tre punkter med en förbrukning under 300 kWh, och en extrempunkt med knappt 52 000 kWh i förbrukning. Förutom detta finns ett extra belysningsfack som inte tagits i beaktning i denna studie.

5.9 Avslutande diskussion

Vad är då sannolikheten att årets förbrukningstopp sammanfaller med elbilarnas laddningstoppar? Studerar man höglast-veckan kan man anta att det åtminstone sker fyra likadana toppar under året för båda näten, enbart genom att studera ett specifikt år. Sannolikheten finns att denna förbrukningstopp överskrider kommande vintrar som är kallare än år 2016. Avseende elbilsladdningen under året enligt figur 4 och 5, demonstreras att det finns två toppar under året som är utmärkande vid 3,7 kW-laddning och en enda topp är betydligt större än resten av årets timmar för 11 kW. Sannolikheten är troligtvis låg att just dessa extrema toppar sammanfaller med någon av topparna under förbrukningsveckan.

Efter analys av 24 tidsserier jämfört med tio erhöles att de procentuella effektkonstellationer var lägre med 24 tidsserier, där den större mängden tidsserier får ses som mer statistiskt säkerställt. Då simuleringarna i dpPower baserades på analysen

av tio tidsserier, kan man tänka sig att nätet har belastats hårdare än vad det borde, men samtidigt så utgår analysen från enbart ett år av laddning, vilket innebär att någon timme troligtvis är högre sett över flera år.

6. Slutsatser

För stadsnätet Johannisbäck är det transformatorn som är den begränsande faktorn vid elbils-laddning vid trefas-laddning, där dess belastning överskrids vid 11 kW laddning vid 50 procents elbilsintegration. Dessutom bör varsamhet tas vid inkoppling av enfas-laddning då integrationsgraden uppnår 30 procent eller mer, för att balansera lasterna på olika faser och därmed undvika problem förknippat med spänningsosymmetri.

Resultatet visar att Mälby inte klarar av trefas-laddning med 3,7 kW vid 50 procents integration, men att spänningsnivåerna kan pendla mellan godkända och icke-godkända redan utan elbilsintegration, om inte den inkommande spänningen har höjts i relation till referensspänning vilket var fallet för Mälby.

I landsbygdsnätet Mälby visar det sig att en begränsande faktor utöver spänningsvariationerna även är lednings- och transformatorbelastningarna, som överskrids vid 50 procent integration med 3,7 kW laddning. Dessutom bör en större noggrannhet läggas vid inkoppling av laddningsanordningar i landsbygdsnät med avseende på att fördela belastningen mellan faser i facken. Detta eftersom att spänningsosymmetrin har en tendens att annars bli högre än 2 procent.

Med målet att reducera effekttoppar visar efterfrågef flexibel laddning och implementering av batterilager för 50 procent av elbilsägarna att effekttoppen under ett dygn kan sänkas till motsvarande nivåer för 30 procents integration vid 3,7 kW-laddning. Det skulle kunna innebära att med en av dessa tekniker, eller implementering av båda två tillsammans, skulle ha möjlighet bidra med godkända spännings och belastningsnivåer för Mälby vid högre integrationsnivåer. Effekttopparna kan även sänkas från 50 till 10 procentiga integrationsnivåer med hjälp av efterfrågef flexibel laddning där smart laddning tillämpas. Ett resultat som markant förbättrar möjligheten för landsbygdsnät likt Mälby att klara av semi-snabb laddning.

Som mest visar det sig att elbils-laddning vid 50 procents integration kan ge en procentuell förlustökning i förhållande till referensförlusterna på 24 och 34 procent för Johannisbäck respektive Mälby, där smart laddning i Mälby visade sig kunna sänka förlusterna med 8 procentenheter under en höglast-dag.

För Johannisbäck väntas de totala nätförlusterna öka från 2,9-3,3 procent, och för Mälby från 8,2-9,9 procent vid 50 procents integration och 11 kW-laddning.

Kostnaden för att återställa ett landsbygdsnät som Mälby till godkända nivåer förväntas kosta ungefär 700 000 kr och är då utrustat att klara av enbart elbilar i fordonsflottan som laddar med effekten 11 kW.

6.1 Framtida forskning

- Då resultatet visade att stadsnät klarar elbilsladdning bra även vid höga laddningseffekter och integrationsnivåer, kan större fokus läggas på att analysera flera landsbygdsnät med ett större antal kunder. För att på så sätt bli säkrare i bedömningar om vilka typer av nät som kräver störst fokus i den framtida utvecklingen av fordonsflottan.
- Göra en känslighetsanalys som utgår från andra parametrar än de som används i denna studie, exempelvis med större batterikapacitet som kan bli aktuellt i takt med sjunkande batteripriser.
- Något som skulle kunna utredas djupare är hur olika tekniker av smart laddning kan implementeras i ett lokalnät för att på bästa sätt optimera elbilsladdning för slutanvändarna.

Referenser

- Arntsson, T. (2015), *Elnätet och dess anpassning för elektriska fordon*, Tillgänglig online: <http://www.diva-portal.se/smash/get/diva2:850934/FULLTEXT01.pdf> (2018-01-19)
- Bollen, M. och Yu-Hua Gu I. (2006), *Signal processing of power quality disturbances*, Wiley-IEEE Press, Tillgänglig online: <http://ieeexplore.ieee.org.ezproxy.its.uu.se/xpl/bkabstractplus.jsp?bkn=5224658> (2018-01-19)
- Copenhagen Economics (2017), *Incitament för smarta elnät*, Tillgänglig online: http://swedishsmartgrid.se/globalassets/publikationer/incitamentforsmartaelnat_copenhageneconomics.pdf (2018-01-19)
- Digpro (2018), *dpPower analyzer*, Tillgänglig online: <http://www.digpro.se/sv/vara-produkter/el/naetberaekning> (2018-01-19)
- Digpro (2018), *Om oss*, Tillgänglig online: <http://www.digpro.se/sv/om-oss> (2018-01-19)
- Elbilsstatistik (2017), Tillgänglig Online: <https://www.elbilsstatistik.se/> (2018-01-19)
- Elforsk (2007), *EMC, Elkvalitet och Elmiljö*, Stockholm, Tillgänglig online: <https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/19568/emc-elkvalitet-och-elmiljo-guide-for-elanvandare-och-allmant-sakkunniga-inom-elomradet-ny-version-januari-2007-elforskrappport-2007-40.pdf> (2018-01-19)
- Elsäkerhetsverket (2009), *Spänningskvalitet*, Kristinehamn, Tillgänglig online: <http://www.elsakerhetsverket.se/globalassets/pdf/lag-och-ratt/regeringsuppdrag/regeringsuppdrag-spanningskvalitet-2009.pdf> (2018-01-19)
- Emobility (2017), *Snabbladdning?*, Tillgänglig Online: <http://emobility.se/startside/laddstationsguiden/forberedelser/1-2-snabbladdning-eller-normalladdning/> (2018-01-19)
- Energimarknadsinspektionen (2013), *Energimarknadsinspektionens författningssamling*, Tillgänglig Online: https://www.ei.se/Documents/Publikationer/foreskrifter/El/EIFS_2013_1.pdf (2018-01-19)
- Energimarknadsinspektionen (2016), *Marknadsförutsättningar för elektriska batterilager*, Eskilstuna, Tillgänglig online: <http://www.energikommissionen.se/app/uploads/2016/02/F%C3%B6ruts%C3%A4ttningar-f%C3%B6r-batterilager-slutversion.pdf> (2018-01-19)
- Energimarknadsinspektionen (2016), *Åtgärder för ökad efterfrågefleksibilitet i det svenska elsystemet*, Eskilstuna, Tillgänglig online:

- https://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202016/Ei_R2016_15.pdf (2018-01-19)
- Energimyndigheten (2017), *Ökad kunskap får fler att välja elbil*, Tillgänglig online: <http://www.energimyndigheten.se/nyhetsarkiv/2017/okad-kunskap-far-fler-att-valja-elbil/> (2018-01-19)
- Faiz Jawad Siahkollah Behzad (2011), *Electronic tap changers for distribution transformers*, Tillgänglig online: <https://link-springer-com.ezproxy.its.uu.se/content/pdf/10.1007%2F978-3-642-19911-0.pdf> (2018-01-19)
- Glover, J., Overbye, J., Sarma, S. (2016), *Power System Analysis and Design*. 6. uppl. Stamford, CT: Cengage Learning.
- Grahn, P., Munkhammar, J., Widén, J., Alvehag, K., Söder, L. (2013), *PHEV Home charging model based on residential activity patterns*, IEEE Transactions on Power systems, VOL 28, No, Tillgänglig Online: <http://ieeexplore.ieee.org.ezproxy.its.uu.se/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6422344> (2018-01-19)
- Green R., Wang, L., Alam, M. (2011), *The impact of plug-in hybrid electric vehicles of distribution network; A review and outlook*, Renewable and sustainable energy reviews, Volume 15, No 1, Tillgänglig Online: <http://www.sciencedirect.com.ezproxy.its.uu.se/science/article/pii/S1364032110002674?via%3Dihub#sec0010> (2018-01-19)
- IEA (2017), *Global EV outlook 2017*, Tillgänglig online: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/GlobalEVO Outlook2017.pdf> (2018-01-19)
- Ingvarsson, O (2017), *Hur dimensionerar vi framtidens elnät?*, Tillgänglig online: http://www.iea.lth.se/publications/MS-Theses/Full%20document/5392_Hur_dimensionerar_vi_framtidens_eln%C3%A4t.pdf (2018-01-19)
- IOTA (2015), *Power factor correction in battery chargers*, Tucson, Tillgänglig online: https://www.iotaengineering.com/pplib/IOTA_Tech_PFC%20in%20Battery%20Chargers.pdf (2018-01-19)
- IVA (2016), *Sveriges framtida elnät*, Stockholm, Tillgänglig online: <https://www.iva.se/globalassets/rapporter/vagval-energi/vagvalel-sveriges-framtida-elnat-b.pdf> (2018-01-19)
- KTH (2008), *Komponentuppdelning av elnätet på lokalnivå*, Stockholm, Tillgänglig Online: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:609156/FULLTEXT01.pdf> (2018-01-19)
- Lindgren ,J., Niemi, R., Lund, P 2013, *Effectiveness of smart charging of electric vehicles under power limitations*, International journal of energy research, VOL 38, No 3, Tillgänglig online: http://mz8an8jm8e.search.serialssolutions.com/?ctx_ver=Z39.88-

[2004&ctx_enc=info%3Aofi%2Fenc%3AUTF-8&rft_id=info%3Aid%2Fsummon.serialsolutions.com&rft_val_fmt=info%3Aofi%2Ffmt%3Akev%3Amtx%3Ajournal&rft.genre=article&rft.atitle=Effectiveness+of+smart+charging+of+electric+vehicles+under+power+limitations&rft.jtitle=International+Journal+of+Energy+Research&rft.au=Lindgren%2C+Juuso&rft.au=Niemi%2C+Rami&rft.au=Lund%2C+Peter+D&rft.date=2014-03-10&rft.issn=0363-907X&rft.eissn=1099-114X&rft.volume=38&rft.issue=3&rft.spage=404&rft.epage=414&rft_id=info:doi/10.1002%2Fer.3130&rft.externalDBID=n%2Fa&rft.externalDocID=10_1002_er_3130¶mdict=sv-SE](https://www.serialsolutions.com/val_fmt=info%3Aofi%2Ffmt%3Akev%3Amtx%3Ajournal&rft.genre=article&rft.atitle=Effectiveness+of+smart+charging+of+electric+vehicles+under+power+limitations&rft.jtitle=International+Journal+of+Energy+Research&rft.au=Lindgren%2C+Juuso&rft.au=Niemi%2C+Rami&rft.au=Lund%2C+Peter+D&rft.date=2014-03-10&rft.issn=0363-907X&rft.eissn=1099-114X&rft.volume=38&rft.issue=3&rft.spage=404&rft.epage=414&rft_id=info:doi/10.1002%2Fer.3130&rft.externalDBID=n%2Fa&rft.externalDocID=10_1002_er_3130¶mdict=sv-SE) (2018-01-19)

Microner (2012), *Automatic tap changer controller function block description*, Tillgänglig online:

http://www.microener.com/content/uploads/2012/08/ATCC_PRELIM-ME.pdf (2018-01-19)

Munkhammar, J., (2017). Forskarassistent vid institutionen för teknikvetenskaper vid Uppsala Universitet, Mailkorrespondens 21 september.

Naturvårdsverket (2016), *Information om stödet till laddinfrastruktur inom Klimatklivet*, Tillgänglig online: <https://www.naturvardsverket.se/upload/stod-i-miljoarbetet/bidrag-och-ersattning/bidrag/klimatklivet/klimatklivet-information-ansokan-laddinfrastruktur-160210.pdf> (2018-01-19)

Power Circle (2016), *Potentialen för lokala batterilager i distributionsnäten*, Tillgänglig online: http://powercircle.org/wp-content/uploads/2016/09/POLO_full.pdf (2018-01-19)

Rajakaruna, S., Shahnian, F., Ghosh, A. (2015), *Plug in electric vehicles in smart grids*, Tillgänglig Online: [https://link.springer-com.ezproxy.its.uu.se/content/pdf/10.1007%2F978-981-287-317-0.pdf](https://link.springer.com.ezproxy.its.uu.se/content/pdf/10.1007%2F978-981-287-317-0.pdf) (2018-01-19)

Regeringskansliet (2017), *Fossilfria transporter och resor*, Tillgänglig online: <http://www.regeringen.se/regeringens-politik/regeringens-prioriteringar/sverige-som-foregangsland-for-minskade-klimatutslapp/fossilfria-transporter-och-resor-regeringens-arbete-for-att-minska-transporternas-klimatpaverkan/> (2018-01-19)

Sala-Heby Energi (2018), *Nätpriser*, Tillgänglig online: <http://www.sheab.se/natpriser.aspx> (2018-01-19)

Sala-Heby Energi (2018), *Sala-Heby Energi - Den lokala kraften*, Tillgänglig online: <http://www.sheab.se/om.aspx> (2018-01-19)

Sweco Energiguide (2011), *Lokalnätstariffer, struktur och utformning*, Stockholm, Tillgänglig online: https://www.ei.se/Documents/Publikationer/rapporter_och_pm/Rapporter%202011/Lokalnätstariffer_struktur_och_utformning_SWECO.pdf (2018-01-19)

Swedish box of energy (2017), *Protokoll från Styrelsemöte*, Agnesberg, Tillgänglig online:

http://www.windon.se/index_hm_files/Swedish%20box%20of%20Energy%20AB%20-%20SV.pdf (2018-01-19)

Svensk Energi (2014), *Laddinfrastruktur för elfordon*, Tillgänglig online
http://www.svenskenergi.se/Global/Dokument/V%C3%A4gledning/Sv%20Energi_laddinfrastruktur%20uppdaterad%2026%20sept%202014.pdf (2018-01-19)

Svensk Energi (2017), *EBR kostnadskatalog*, Tillgänglig online:
<http://www.svenskenergi.se/Vi-erbjuder/Webbshop/Elnat/> (2018-01-19)

Trafikanalys (2017), *Prognoser för fordons flottans utveckling i Sverige*, Stockholm,
Tillgänglig Online: https://www.trafa.se/globalassets/rapporter/2017/rapport-2017_8-prognoser-for-fordonsflottans-utveckling-i-sverige.pdf (2018-01-19)

Willén, O. 2018, Elingenjör på Sala-Heby Energi Elnät, Mailkorrespondens 15 januari.

WPPI (2013), *Voltage drop -definition*, Tillgänglig online:
<https://c03.apogee.net/contentplayer/?coursetype=foe&utilityid=wppi&id=4578>
(2018-01-19)

Appendix

Tabell 19. Kundens årsförbrukning för Johannisbäck och Mälby (kWh), samt tillhörande fack.

Kund nr.	Fack nr. (J/M)	Johannisbäck Förbrukning kWh	Mälby Förbrukning kWh
1	1/1	13957	21473
2	1/1	14210	24
3	1/1	99	2555
4	1/1	17252	4218
5	1/1	18870	18156
6	1/1	274	13936
7	1/1	16809	9248
8	1/2	15224	106299
9	1/2	17255	6652
10	1/3	12059	9764
11	2/3	15768	14854
12	2/3	20086	3421
13	2/3	21200	9118
14	2/3	12463	14125
15	2/4	9558	726
16	2/4	5906	12838
17	2/4	37	26614
18	2/4	16774	27896
19	2/4	12456	0
20	2/4	7907	8407
21	3/4	9058	6108
22	3/4	15711	23481
23	3/	7836	
24	3/	13818	
25	3/	14555	
26	3/	10606	
27	3/	17340	
28	3/	14744	
29	3/	18947	
30	3/	17387	
31	3/	15851	
32	3/	26084	
33	3/	13418	
34	3/	12427	
35	4/	51819	
36	4/	10774	
37	4/	17723	
38	4/	17055	
39	4/	19481	
40	B/	7853	

Tabell 20. Kundernas Velanderkategori för Johannisbäck och Mälby (kWh), samt tillhörande fack.

Kund nr.	Fack (J/M)	Johannisbäck Velanderkategori (SNI-Kod)	Mälby Velanderkategori (SNI-Kod)
1	1/1	1000	300
2	1/1	1000	1000
3	1/1	1500	1500
4	1/1	1000	300
5	1/1	1000	1000
6	1/1	1500	300
7	1/1	1000	300
8	1/2	1000	200
9	1/2	1000	1500
10	1/3	1000	300
11	2/3	1000	1000
12	2/3	1000	1000
13	2/3	1000	1500
14	2/3	1000	300
15	2/4	1500	200
16	2/4	1500	1500
17	2/4	1500	300
18	2/4	1000	200
19	2/4	1000	1500
20	2/4	1000	1100
21	3/4	1000	1500
22	3/4	1100	1000
23	3	1000	
24	3	1000	
25	3	1000	
26	3	1000	
27	3	1000	
28	3	1000	
29	3	1000	
30	3	1000	
31	3	1000	
32	3	1000	
33	3	1000	
34	3	1000	
35	4	814	
36	4	1100	
37	4	1100	
38	4	1100	
39	4	1000	
40	B	920	

Tabell 21. Förklaring av SNI-kod för Velanderkategori med Velanderkonstanter, effektfaktor och typ av förbrukningskategori.

SNI-Kod	K1	K2	COSFI	Typ
0300	0,00025	0,05	0,9	Jordbruk under 20000 kWh/år
1100	0,00025	0,05	0,9	Småhus under 10000 kWh/år
0814	0,0002	0,07	0,8	Kultur/nöje/fritid
0920	0,00023	0,05	0,9	Gatu och vägbelysning
1500	0,00023	0,05	0,9	Fritidshus
0200	0,00024	0,06	0,9	Jordbruk över 20000 kWh/år
1000	0,00024	0,06	0,9	Småhus över 10000 kWh/år

Tabell 22. Ledningsparametrar

Ledningsmodell	Nom. Spänning (kV)	Nom. Ström (A)	CS fas/CS neutral ($\mu\text{F}/\text{km}$)	Res. Fas /Res. Neutral (Ω/km)	Ind. Fas/Ind. Neutral (mH/km)	Kap. Jord ($\mu\text{F}/\text{km}$)
N1XV 4G50	0,4	180	50	0,64	0,24	0,21
N1XV 4G95	0,4	260	95	0,32	0,24	0,25
N1XV 4G150	0,4	335	150	0,21	0,22	0,28
N1XV 4G240	0,4	435	240	0,13	0,22	0,28
N1XV 4G16	0,4	125	16	1,15	0,27	0,18
N1XV 4G10	0,4	95	10	1,81	0,29	0,15
ALUS 25/25	0,4	95	25	1,2	0,25	0,41
ALUS 50/50	0,4	140	50	0,641	0,24	0,5
ALUS 95/95	0,4	220	95	0,32	0,24	0,56

Tabell 23. Visar ingående fack för olika integrationsgrader. Facknumret inom parentes avser den extra anslutningspunkt som enbart gäller för laddning vid 11 kW. Facknumret följs av laddningseffekt vid lägre laddning än referensstyrkan.

Integrationsgrad	Johannisbäck – fack (lägre laddning 3,7 kW / lägre laddning 11 kW)	Mälby – fack (lägre laddning 3,7 kW / lägre laddning 11 kW)
10 %	1 4 1 (3,5/9,5) (2) (/3,3)	3 1 4 (3,5/9,5)
30 %	3 3 2 3 2 3 (/9,5) 3 (3,5/9,5) 1 (3,5/3,3) (2) (/3,3)	1 4 1 3 (/9,5) 4 (3,5/3,3)
50 %	2 2 1 1 3 4 1 2 2 (/9,5) 2 (/9,5) 3 (3,5/3,3) 3 (3,5/3,3)	4 4 1 4 3 4 (/9,5) 4 (3,5/9,5) 4 (3,5/3,3) (3) (/3,3)
100 %	3 3 2 2 1 2 3 3 1 3 3 4 3 3 4	1 1 4 4 3 4 4 3 4 1 (/9,5) 4 (/9,5) 4 (3,5/9,5) 1 (3,5/3,3) 1 (3,5/3,3) (3) (/3,3)

	4 2 (/9,5) 2 (/9,5) 2 (/9,5) 1 (/9,5) 2 (3,5/3,3) 3 (3,5/3,3) 2 (3,5/3,3) 3 (3,5/3,3)	
--	---	--