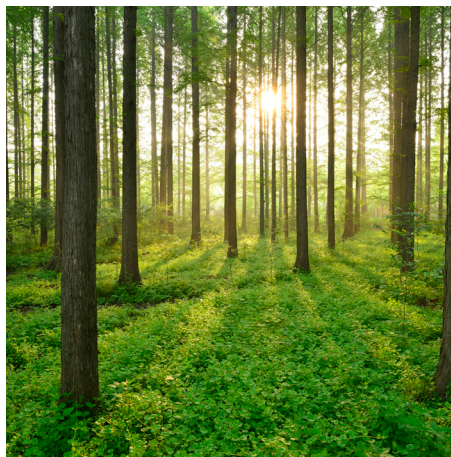


SÄKERHETSBEGRÄNSAD DRIFT AV DISTRIBUTIONSNÄT I SAMBAND MED UTVECKLING AV SMARTA NÄT

RAPPORT 2026-1160



ELNÄTENS HÅLLBARA TEKNIK-
UTVECKLING OCH DIGITALISERING



Säkerhetsbegränsad drift av distributionsnät i samband med utveckling av smarta nät

STEFAN STANKOVIĆ, AKSHAYA TAMMANUR RAVI, ANNA FREDÉN

ISBN 978-91-89917-07-1 | © Energiforsk februari 2026

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

Förord

Projektet Säkerhetsbegränsad drift av distributions-nät i samband med utveckling av smarta nät ingår i programmet Elnätens hållbara teknik-utveckling och digitalisering med syftet att bedöma effektiviteten med styrning av driftpunkten i realtid och distributionsnätets förmåga till Actice Network Management.

Projektet har utrett hur effektivt Active Network Management och självläkning är för att hantera de nya störningarna och säker drift av elnätet.

Projektet har genomförts av PL Stefan Stankovic' tillsammans med Akshaya Tammanur Ravi och Anna Fredén från RISE.

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

- Olle Bergström, Jämtkraft Elnät
- Arne Berlin, Vattenfall Eldistribution
- Staffan Bjurulf, Sveriges Ingenjörer (MF)
- Magnus Brodin, Skellefteå Kraft Elnät (ordf)
- Josefin Grundius/Christer Flood, Ellevio
- Stefan Ivarsson, RISE
- Magnus Lindström, Grid Diagnose
- Per-Olov Lundqvist, Gävle Energi / Elinorr
- Karl-Johan Mannerback, Jönköping Energi Nät
- Giuseppe Martinelli, Svenska kraftnät
- Tilda Nordin, Mälarenergi Elnät
- Dennis Ossman, Göteborg Energi Elnät
- Johan Ribrant, Nacka Energi
- Göran Sandström, Umeå Energi Elnät
- Peter Silverhjärta, Energiföretagen Sverige
- Magnus Sjunnesson, Öresundskraft
- Claes Wedén, Hitachi Energy Sweden

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

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

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

Stockholm, januari 2026

Susanne Stjernfeldt, Energiforsk

Sammanfattning

Samtidigt med ökande antal elfordon (EV) och solceller (PV) genomgår svenska distributionsnät en digitalisering och omvandlas till smarta nät. Digitalisering och fler EV och PV ger inte bara fördelar utan introducerar också nya utmaningar för distributionsnätets drift. Dessa utmaningar återspeglas genom nya typer av störningar som påverkar driften av distributionsnät. En av dessa lokala störningar är tillhandahållande av snabb frekvensreserv (FFR) från EV vilket resulterar i oacceptabla lokala överspänningar.

Detta projekt syftar till att analysera om det är möjligt att förhindra kortsiktiga överspänningar på grund av lokal FFR-försörjning från EV genom att använda reaktiv effektförbrukning från samma EV. Två metoder för att beräkna EVs reaktiva effektförbrukning har föreslagits. Den första är en central optimeringsbaserad metod lämplig för distributionsnät med utvecklad IT-infrastruktur som kan ha aktiva nätstyrningslösningar och är på väg att omvandlas till smarta nät. Den andra lösningen baserar beräkningen av hur mycket reaktiv effekt från EV ska konsumeras enbart på lokal information tillgänglig vid anslutningspunkten för EVs laddare. Den reaktiva effekten beräknas i detta fall så att den eliminerar effekten av samma EVs FFR-försörjning på distributionsnät spänningsprofilökning.

De föreslagna metoderna har testats i två fallstudier. Båda föreslagna metoderna beräknade reaktiv effekt som kunde minska spänningsprofilen inom säkra gränser under FFR-försörjning. Men när man använde den optimeringsbaserade metoden var EVs reaktiva effektförbrukning mycket lägre, jämfört med den lokala metoden.

Resultaten från fallstudierna visade att reaktiv effekt inte är ett så effektivt sätt att kontrollera spänningen i distributionsnät. Som förväntat, på grund av de höga resistans-reaktans kvoten hos ledningarna, sänkte den reaktiva effekten mestadels spänningen genom att flöda genom transformatorernas reaktanser. Medan EV i våra fallstudier inte helt kunde eliminera effekten av deras FFR-försörjning på distributionsnätets spänningsökning, begränsade den reaktiva effektförbrukningen spänningen inom antagna gränser. I praktiken kan distributionsnätoperatörer tvingas tillåta ännu mindre kortsiktiga ökningar av lokala spänningar än antaget i fallstudien vilket skulle kunna resultera i begränsade volymer av FFR som tillhandahålls av EV i distributionsnät. Under dessa begränsningar kvarstår den framtida frågan hur man ska fördela denna begränsade volym av FFR mellan EV på ett ekonomiskt rättvist men också tekniskt effektivt sätt.

Nyckelord

Elfordon, Vehicle to Grid (V2G), snabbfrekvensreserv (FFR), distributionsnätets drift och planering, optimalt effektflöde

Summary

At the same time as the number of electric vehicles (EVs) and photovoltaics (PVs) increases, Swedish distribution systems are undergoing digitalization and transformation into smart grids. Digitalization and more EVs and PVs not only bring benefits but also introduce new challenges for the operation of the distribution systems. These challenges are reflected in new disturbances that affect the operation of the distribution systems. One of these local disturbances is provision of fast frequency reserve (FFR) from EVs that can result in unacceptable local overvoltages.

This project aims to analyze if it is possible to prevent short-term overvoltages due to local EV provision of FFR by using reactive power consumption from the same EVs. Two approaches for calculating EVs reactive power consumption have been proposed. First one is central optimization-based approach suitable for distribution systems with developed IT infrastructure that might have active network management solutions and are on the way to transforming ultimately to smart grids. The second solution base calculation of the EVs' reactive power solely on the local information, available at the connection point of the EVs' charger. The reactive power is in this case calculated such that it cancels out impact of the same EVs' FFR provision on the distribution systems voltage profile rise.

The proposed approaches have been tested on two case studies. Both proposed methods calculated reactive power that was able to reduce the voltage profile within secure boundaries during the provision of FFR. However, in the case of using optimization-based approach, EVs reactive power consumption was much lower.

The results of the case studies showed that reactive power is not a very efficient way to control the voltage in distribution systems. As expected, due to the high resistance-reactance ratios of the lines, reactive power mostly lowered the voltage by flowing through the transformers' reactances. While EVs in our case studies couldn't fully cancel out the impact of their FFR provision on the distribution system voltage rise, reactive power consumption contained the voltage within the acceptable limits. In practice, distribution system operators might allow even smaller short-term increases of local voltages which would result in constrained volumes of FFR provided from the EVs in distribution systems. Under these constraints, the future question remains how to allocate this constrained volume of FFR among EVs in a economically fair but also technically efficient way.

Innehåll

1	Introduktion	7
1.1	Problemformulering	8
1.2	Projektets relevans	9
1.3	Rapportens struktur	10
2	Bakgrund och “state of the art”	11
2.1	Frekvens stödtjänster från EV	11
2.2	Spänningsstyrning i distributionsnät	13
2.2.1	Lindningskopplare	13
2.2.2	Omkonfigurering av distributionsnät	14
2.2.3	Betydelse av R/X kvoten	15
2.2.4	Nya förslag på hur man styr spänningen	17
2.3	Aktiv nätstyrning (ANM)	17
3	Metodik	18
3.1	Central optimeringsbaserad ANM-metod	18
3.1.1	Effektflödesekvationer	19
3.1.2	Spänningsgränser	20
3.1.3	EV- laddares (omriktare) kapacitetdiagram	20
3.2	Spänningskompensationsmetod helt baserad på lokal information	21
3.3	Säkerhetsbegränsade analyser	22
3.3.1	Säkerhetsbegränsat optimalt effektflöde	23
4	Fallstudier	24
4.1	CIGRÉ European LV Distribution Network Benchmark	25
4.1.1	Beskrivning av fallstudie	25
4.1.2	Resultat	28
4.2	Fallstudie av svenskt distributionsnät	32
4.2.1	Beskrivning av fallstudie	32
4.2.2	Resultat	34
5	Diskussion	39
6	Slutsatser	41
7	Referenslista	42

1 Introduktion

Strukturomvandlingen av industrin och elektrifiering av transporter har av EU och Sverige identifierats som några av de åtgärder som är viktigast för att nå Parisavtalets klimatmål [1]. Detta inkluderar högre penetration av elfordon (EV) och distribuerade förnybara energikällor så som solceller (PV). Den ökade mängden solenergi i Sverige har redan rapporterats skapa betydande utmaningar för nätbolagen [2]. I vissa fall har nya PV anläggningar nekats anslutning på grund av tekniska begränsningar i distributionsnäten [3]. Flera studier, så som [4], förutspår ett ökat antal EV i Sverige i framtiden. Även om det konstaterats att EV kan ge fördelar för driften av elsystemet [4] [5], introducerar de även nya utmaningar, särskilt relaterade till distributionsnäten.

Distributionsnät med fler EV laddare och PV installationer kommer att behöva anpassa sin drift på något sätt som liknar stamnätens. De vanligaste orsakerna relaterar till den aktiva och intermittenta karaktären hos PV och EV, vilket resulterar i dubbelriktade effektlöden vars mönster kan vara svåra att uppskatta. Med nuvarande drift ökar risken att driftsgränser överskrids i distributionsnäten, med t.ex. överspänningar eller överbelastning av ledningar som resultat. För att undvika dessa problem krävs mer automatisering och förbättrad övervakning som gör de lokala distributionsnäten till smarta elnät. Nödvändigheten av en gradvis omvandling av distributionsnät till smarta elnät skulle inte enbart säkerställa att de fungerar väl, men även för att optimera deras drift, vilket tas upp i detta projekt.

Både stamnät och distributionsnät drivs vanligtvis för att uppfylla N-1-kriterier för att säkerställa god tillförlitlighet. I distributionsnät görs detta vanligtvis genom att se till att det finns en alternativ väg för att leverera ström till konsumenterna när delar av elnätet kopplas bort för att isolera ett fel. Med en ökad mängd EV laddare och PV installationer riskerar även distributionsnätens driftsgränser att äventyras, då deras gemensamma beteenden, vilka leder till snabba förändringar, kan få en betydande påverkan, som t.ex.:

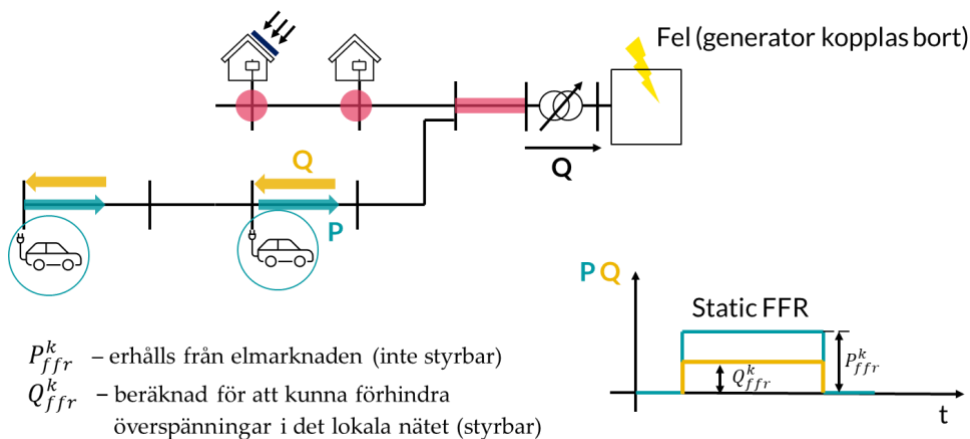
- Plötslig skuggning av solpaneler,
- Plötslig urladdning av EVs batterier på grund av t.ex. tillhandahållande av frekvensstödtjänster.

För att undvika äventyrade av driftgränser skulle nätbolagen behöva investera i elnätförstärkningar eller förbättra driften för att hantera tidigare nämnda förändringar. På grund av förändringarnas natur kan denna påverkan inte elimineras på samma sätt som när fel åtgärdas. Jämfört med fel, kan dessa fenomen uppstå ofta och frekvent byte av elnätstopologi är troligen inte det lämpligaste sättet att hantera dem. Istället kan stamnätens tillvägagångssätt för N-1 säker drift användas: lämplig preventiv inställning av systemets driftspunkter (genom kontroll av styrbar utrustning) före störningar och införande av automatisk uppsättning av korrigerande/avhjälpanande åtgärder efter en störning, så kallad aktiv nätstyrning (*Active Network Management - ANM*). I detta projekt ligger fokus

främst på förmågan att säkra systemet med korrigerande/avhjälpanande åtgärder efter en störning - primärt reaktiva effektåtgärder. Frågan som detta projekt försöker besvara är hur tekniskt effektivt detta tillvägagångssätt är när det tillämpas på distributionsnät och vilka ekonomiska fördelar det kan medföra för nätbolagen till följd av minskat investeringsbehov.

1.1 PROBLEMFORMULERING

I detta projekt ligger fokus på låg- och mellanspänningsdistributionsnät som har ett antal distribuerade elkraftsanläggningar, såsom PV- och EV-laddare. Exempel på ett sådant elnät illustreras i Figur 1. Låt oss betrakta följande scenario: PV i systemet producerar och EV har anmält sig till leverans av snabb frekvensreserv (FFR) när det behövs. Vid ett tillfälle, på grund av ett fel i det överliggande stamnätet, kopplas en generator bort, och frekvensen börjar sjunka i hela systemet. Denna frekvenssänkning avkänns lokalt av EV laddare som reagerar genom att stoppa laddningen. Nästa steg är att de börjar att mata in aktiv effekt i systemet som FFR-tjänst för att hjälpa till att begränsa systemets frekvensfall. På grund av den plötsliga injektionen av aktiv effekt i lokalnätet mot överliggande elnät stiger dock spänningarna på vissa av noder i det lokala distributionsnätet över deras driftsgränser (indikerade med röda cirklar i Figur 1). För att förhindra skador på lokal utrustning eller hos konsumenter som är anslutna till samma elnät, skulle distributionsnätbolaget behöva begränsa den tillhandahållna FFR:en eller hitta något annat sätt att hålla systemets driftpunkt inom fördefinierade tekniska och regulatoriska gränser. Detta projekt betraktar detta alternativa sätt som en typ av ANM lösning.



Figur 1: Tillhandahållande av FFR från EV och reaktiv effektförbrukning från EVs laddare för att förhindra överspänningar i det distributionsnätet

ANM-lösningar kan använda olika typer av åtgärder för att motverka spänningsökningen i systemet, t.ex. användning av lindningskopplare (OLTC, *eng.*) för att växla lindningsvarv, elnäts omkonfigurering, aktiv och reaktiv effektförbrukning styrning. Vid spänningsökning på grund av en FFR-anläggning måste den valda åtgärden ta hänsyn till följande:

1. FFR ger systemet stöd för aktiv effekt, så användning av aktiv effekt för att lösa lokala spänningsproblem kommer att resultera i en minskad total mängd FFR som tillförs systemet.
2. FFR som en snabb frekvensreservtjänst resulterar i snabba spänningsförändringar i distributionsnätet som varar i 5 eller 30 sekunder. Detta innebär att åtgärder för att säkra distributionsnätet spänning under FFR-tillförsel måste vara tillräckligt snabba för att motverka spänningsförändringar på grund av FFR samt att tagits bort när FFR-tillförseln har upphört.

En lösning som uppfyller båda ovan nämnda kriterier är att använda reaktiv effekt för att hålla distributionsnäts spänning inom dess gräns. För scenariot som illustreras i Figur 1 skulle EV (samtidigt som de tillhandahåller aktiv effekt som en del av FFR) börja förbruka reaktiv effekt för att hålla distributionsnätets spänningar inom gränserna. De frågor som detta projekt försöker besvara är följande:

1. Är det möjligt att förhindra överspänningar på grund av FFR-tillförsel genom att förbruka reaktiv effekt i lokala lågspännings elnät?
2. Hur mycket reaktiv effekt bör förbrukas från varje EV för att hålla distributionsnäts spänningar inom gränserna?
3. Hur skulle man praktiskt beräkna dessa värden i det verkliga distributionsnätet? Är det möjligt att få en lösning baserad enbart på lokala mätningar från EV laddaren eller behövs en centraliserad lösning som omfattar hela distributionsnätet?
4. Hur påverkar reaktiv effekt spänningsprofilen jämfört med mycket dyrare nätförstärkningslösningar?

1.2 PROJEKTETS RELEVANS

Projektet bidrar till att utvärdera och potentiellt förbättra distributionsnäts kapacitet för EV laddare, både i de fall då de laddar EV batterier och när de tillhandahåller frekvensstödtjänster som FFR. Resultaten utvärderar effektiviteten av att använda reaktiv effekt som ett sätt att hålla spänningen inom gränserna i lågspännings (LV) distributionsnät. De ger lokala nätbolag insikter om möjliga lösningar för att hantera potentiella lokala överspänningar orsakade av FFR-försörjning från EV.

Förutom konkreta utmaningar med lokal spänningssäkerhet syftar projektet till att visa om huruvida digitalisering av distributionsnäten och deras omvandling till smarta elnät kan användas för att undvika omfattande nätförstärkningar för att kunna möta behoven i samhället. Konkret bidrar projektresultaten indirekt till:

- Modernisering av driften av distributionsnät (tillhandahåller idéer och metodik)
- Utredning av hur ANM lösningar kan öka kapaciteten och potentiell minska behovet av nätförstärkningar

Förutom svenska nätbolag, kan användare av distributionsnät t.ex. ägare av PV, EV, samt aggregatorer också dra nytta av detta projektarbete. I detta projekt överväger vi möjligheten att dessa andra aktörer, förutom att tillhandahålla systemomfattande stödtjänster som FFR, också kan tillhandahålla lokala systemstödtjänster och stödja driften av distributionsnät. I det här projektet bör dessa aktörer hjälpa de lokala nätbolagen att upprätthålla en säker spänningsprofil. Analysen av användningen av EV och PV för att stödja driften av distributionsnät kan också öppna möjligheter att skapa nya affärsmodeller för lokala stödtjänster, samtidigt som det bidrar till minskning av nätbolagens drift- och investeringskostnader.

Slutligen bidrar projektarbetet till att öka FFR-potentialen från EV och distributionsnätsförmåga att hantera den. Med mer tillgänglig FFR kommer elkraftsystem att bättre kunna hantera fel under låg systemtröghet till lägre kostnader.

1.3 RAPPORTENS STRUKTUR

Efter inledningen börjar denna rapport först med att beskriva bakgrund och "state-of-the-art" inom ANM och drift och planering av distributionsnät. I vår litteraturstudie fokuserar vi på de optimeringsbaserade metoderna (inklusive säkerhetsbegränsade) som har använts för att planera säker drift av distributionsnät under osäkerheter. Förutom litteraturstudien ger vi en kort översikt över de tekniska koncept som är relevanta för studien som presenteras i denna rapport.

Den andra delen av rapporten ger en övergripande matematisk beskrivning av det analyserade problemet och en optimeringsbaserad metod som används för att lösa problemet. Två olika metoder för att hitta EVs reaktiva effektförbrukning som säkrar distributionsnäts spänningar föreslås: en som ger en teoretiskt optimal lösning men kräver centraliserad styrning och en annan som ger en suboptimal men pragmatisk lösning som helt baseras på lokala mätningar och styrning. För att jämföra dessa två metoder tillämpas de på de utvalda fallstudierna.

Den tredje delen av rapporten presenterar resultaten från två fallstudier. Den första fallstudien har formulerats som en masteruppsats och dess resultat finns, förutom i denna rapport, även tillgängliga i [6]. För den första fallstudien har Cigre LV-testsystemet modifierats för att inkludera ett antal EV och PV. Den andra fallstudien är baserad på verkliga systemdata från ett av Ellevios distributionsnät. För studiens syfte installeras det antalet EVs i analyserad systemets modell.

Rapporten fortsätter med en kritisk diskussion av projektets resultat och föreslagna framtida arbetsinriktningar. Den avslutas med huvudsakliga slutsatser.

2 Bakgrund och “state of the art”

Distributionsnät upplever ökade mängder EV och PV som påverkar deras drift [4]. Ett antal projekt har tidigare identifierat påverkan och behoven av att justera driften av distributionsnät för att möta dessa nyligen introducerade beteenden [4] [5]. I Sverige har många nätbolag redan rapporterat utmaningar med ökade mängder EV och PV i deras nät [2] [3] [4]. Nätbolagen oroas också över att distributionsnäten behöver anpassas för att möta de kommande utmaningarna relaterade till digitalisering och högre penetration av EV-laddningsstationer och PV i deras elnät.

För att svara på dessa utmaningar har lösningar med optimering av drift av distributionsnät föreslagits i litteraturen under de senaste tio åren [7] [8] [9]. Dessa lösningar använder såväl nätbolagens egna resurser samt EV och PV för att säkerställa driften under olika störningar [5] [7] [8] [9] [10] [11] [12] [13] [14] [15] [16] [17] [18] [19] [20] [21]. Under det senaste decenniet har en betydande uppmärksamhet också lagts på självläkande förmåga och ANM hos distributionsnät för att mildra effekterna av fel [22] [23] [24]. Några av dessa lösningar har under det senaste decenniet bevisat praktisk användning vid ett antal europeiska nätbolag [25] t.ex i Storbritannien. I Sverige har ANM hittills haft begränsad användning.

I det här projektet strävar vi efter att använda optimeringsbaserade strategier liknande de från [5] [7] [8] [9] [10] [11] [12] [13] [14] [15] [16] [17] [18] [19] [20] [21] för att skapa ANM-lösningar som kan säkra systemdriften när näten utsätts för specifika lokala störningar – plötslig FFR-tillförsel från EV. För att bättre förklara vår föreslagna lösning ges i följande underavsnitt en kort beskrivning av underliggande tekniska koncept.

2.1 FREKVENSTÖDTJÄNSTER FRÅN EV

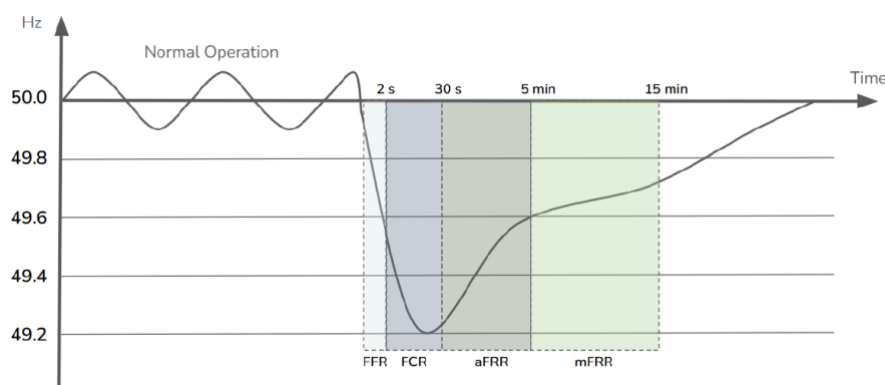
För att upprätthålla en stabil frekvens i ett elkraftssystem krävs det en balans mellan elproduktion och elförbrukning. Denna balans upprätthålls med hjälp av systemets frekvensreserver. Systemets frekvensreserver, baserat på tidpunkten för deras aktivering, kan delas in i tre kategorier i Norden:

1. Frekvensåterställningsreserver (FRR)
ingår Automatisk Frekvens återställningsreserv (aFRR) och Manuell Frekvens återställningsreserv (mFRR)
2. Frekvenshållningsreserver (FCR)
ingår Frekvenshållningsreserv under Normaldrift (FCR-N) och Frekvenshållningsreserv under Störning (FCR-D). FCR-D är vidare uppdelad i uppreglering (FCR-D upp) och nedreglering (FCR-D ned) reserv
3. Avhjälpande åtgärd
ingår Snabb frekvensreserv (FFR)

Genom att kombinera alla tre typer av frekvensreserver kan systemoperatören säkerställa att frekvensen vid störningar inte faller under driftsgränsen och att den

i tid återställs till det nominella värdet av 50 Hz. I Figur 2 illustreras en frekvensdipp med aktiveringstider för olika reserver och deras inverkan på frekvensen. Ett exempel på när en sådan frekvensdipp inträffar är när en större systemgenerator kopplas bort från systemet. Den första reserven för att "hindra frekvensen" från att sjunka för mycket är FFR. Den behöver aktiveras så snabbt som 0,7 sekunder och "köpa tid" för långsammare reserver att verka.

Nästa reserv som hjälper till att begränsa frekvensen är FCR-D. Tillsammans förhindrar FFR och FCR-D att frekvensen sjunker för mycket och håller den över dess lägsta driftsgräns. Efter att frekvensen har begränsats aktiveras de långsammare återställningsreserverna (aFRR och mFRR) med målet att återställa frekvensen till dess nominella värde.



Figur 2: Aktiveringstid för olika frekvensreserver [6]

För att kunna tillhandahålla vissa frekvensreserver till systemet måste en enhet (eller delsystem, kluster av enheter) uppfylla tydligt definierade tekniska krav. Dessa tekniska krav inkluderar minsta budstorlek, typ av aktivering, aktiveringstid och uthållighet. Detta begränsar vilken enhet som kan tillhandahålla vilken typ av reserv. Till exempel kanske vattenkraftverk inte kan uppfylla kraven för FFR på grund av sina långsammare turbinregulatorer. Å andra sidan, eftersom de vanligtvis har betydande energilagring, kan de hålla den tillförda effekten under en längre tid, vilket gör dem lämpliga för FRR. För FFR bör lämpliga enheter ha förmågan att mycket snabbt öka sin aktiva effekt, dvs. inom 0,7–1,3 sekunder, och hålla den i 30 eller 5 sekunder. Dessa tekniska krav begränsar uppsättningen enheter som är lämpliga för FFR till t.ex. batterilagring, vindkraftverk och efterfrågeflexibla anläggningar (som kan minska sin förbrukning snabbt).

Tekniskt gångbara FFR-källor är också EV kluster. EV kan genom Vehicle-to-Grid (V2G)-teknik tillhandahålla systemfrekvens stödtjänster. Även om det har förekommit många studier och diskussioner har V2G inte tagit några större steg i Sverige. Den vanligaste hämmande faktorn för EV ägare är deras oro över hur V2G skulle påverka EV-batteriers livslängd. Men eftersom FFR-tjänster upphandlas genom kapacitet och inte så ofta aktiveras (endast när betydande störningar inträffar i elsystemet under perioder med låg tröghet), är effekterna på EV-batterilivslängd kontra intäkter små. Därför kan tillhandahållande av FFR från EV vara en attraktiv möjlighet för ägare (och aggregatorer) att få en ny intäktsström.

Eftersom EV laddare oftast är placerade i lokala LV nät, resulterar aktivering av FFR från EV i samtidig injektion av aktiv effekt i elnätet. Som tidigare förklarats i Avsnitt 1.1 kan detta leda till potentiellt skadliga spänningsökningar i det lokala nätet. Därför måste tillhandahållandet av FFR från EV ta hänsyn till distributionsnäts olika begränsningar. Hur viktiga dessa begränsningar är för FFR behandlas i detta projekt.

2.2 SPÄNNINGSSTYRNING I DISTRIBUTIONSNÄT

Traditionellt är distributionsnät utformade som radiella nät där aktiv effekt överförs från gränssnitt vid överliggande nätet till konsumenterna i distributionsnätet. För att säkerställa god spänning för alla konsumenter planeras distributionsnät så att varje ledning under full belastning inte skapar ett betydande spänningsfall för kunden i slutet av ledningen. Detta innebär att ledningarnas storlek, eller antalet konsumenter anslutna till samma ledning, inte bara väljs baserat på ledningarnas nominella ström utan också baserat på det totala tillåtna spänningsfallet över ledningen under full belastning. Utöver detta har elnätsbolag möjlighet att justera nätets spänningsprofil säsongsmässigt och beroende på driftssituationen genom att:

1. använda transformators lindningskopplare och att växla lindningsvarv;
2. omkonfigurera elnät.

2.2.1 Lindningskopplare

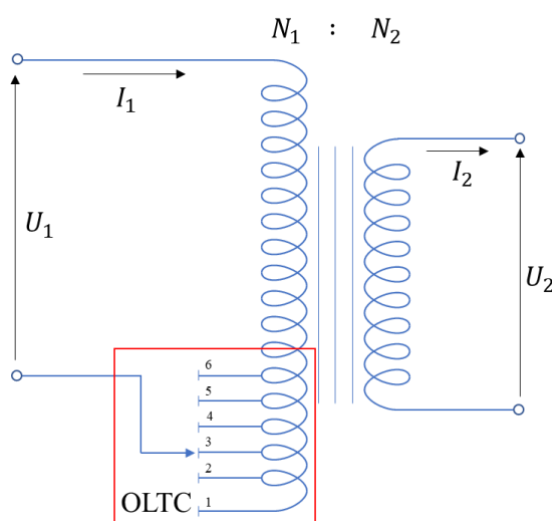
En av de mest traditionella och vanligt förekommande komponenterna i spänningsreglering av elkraftsystem är elkrafttransformatorers lindningskopplare. Som namnet antyder justerar de elsystemspänningar genom att ändra på transformatorlindningarna och därmed transformationsförhållande a . Om vi antar en ideal transformator utan förluster $a = \frac{U_1}{U_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2}$ där U_1 , I_1 är spänning och ström på primärlindningen och U_2 , I_2 spänning och ström på sekundärlindningen. N_1 och N_2 är antal varv på primärlindningen och sekundärlindningen som illustrerad i Figur 3. Lindningskopplare kan ändra $a = \frac{U_1}{U_2}$ genom att välja olika uttagspositioner på primärlindningen och därmed ändra antalet varv N_1 .

Lindningskopplare används ofta finns i mellan-/högspänning (MV/HV) transformatorer och sällan i LV/MV transformatorer. Genom att ändra antalet varv N_1 kan lindningskopplare höja eller sänka distributionsnät spänningsprofil. Styrningen sker genom att mäta spänningen U_m vid den spänningsstyrda noden, jämföra den med referensspänningen U_{ref} och applicera den diskreta återkopplingsstyrningen på primärlindningen antalet varv N_1 som beskrivs av följande differensekvation:

$$N_1 = \begin{cases} N_1 + 1, U_m - U_{ref} > \Delta U/2 \\ N_1 - 1, U_{ref} - U_m > \Delta U/2 \end{cases} \quad (1)$$

där ΔU är ett dödband som används för att förhindra frekventa ändring av N_1 när spänningen U_m varierar runt U_{ref} . Förutom dödbandet ΔU på spänningsvärdet

introduceras även vanliga tidsfördröjningar i styrning vilket innebär att villkoren från (1) måste vara uppfyllda under en viss tidsperiod innan diskreta kontrollåtgärder utförs på N_1 . I Sverige är vanligtvis en spänningsstyrd nod den som transformatorns lindningskopplare är ansluten till, t.ex. nod med spänning U_1 från Figur 3. Andra lösningar finns också där den spänningsstyrda noden kan vara den i elnät som är mest spänningsskänslig, d.v.s. den noden som upplever de högsta spänningsförändringarna. Det bör noteras att i Sverige installeras lindningskopplare vanligtvis på MV/HV transformatorer och inte på LV/MV transformatorer. Så deras användning för att styra spänningen i lokala lågspännings elnät i Sverige är begränsad jämfört med Tyskland där 9 av 10 distributionsnätbolag har lindningskopplare på sina LV/MV transformatorer [26].



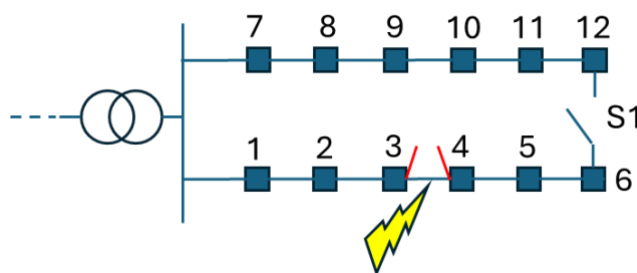
Figur 3: Lindningskopplare för den ideala transformatorn

Lindningskopplare realiseras mestadels som mekaniska brytare (även om det finns vissa som även använder elektroniska brytare som thyristorer) och är därför inte särskilt snabbverkande enheter. Dessutom kan frekventa växlingar avsevärt minska deras livslängd. Av dessa skäl används inte lindningskopplare för att hantera snabba och frekventa spänningsavvikelser i systemet. Spänningsavvikelser som de som kan orsakas av FFR-försörjning från EV.

2.2.2 Omkonfigurering av distributionsnät

Även om det vanligtvis sägs att distributionsnät är radiella nät har de vissa egenskaper hos maskat elnät. Åtminstone när det gäller deras design. Distributionsnät består vanligtvis av ett antal matarledningar (feeders, *eng*) som sprids radiellt från anslutningspunkten till det överliggande elnätet. Dessa matarledningar är dock vanligtvis anslutna vid vissa punkter med brytare eller franskiljare som hålls öppna under normala driftförhållanden. Syftet med dessa anslutningar är att öka distributionssystemets tillförlitlighet i händelse av fel på matarledningen, såsom illustreras i Figur 4.

Distributionsnätet i Figur 4 består av den övre och den nedre matarledning. De två matarledningarna är anslutna i sina ändar med fränkskiljare S1, som under normal drift hålls öppen. Vid fel mellan noderna 3 och 4 på den nedre matarledning reagerar skyddet och öppnar brytare vid noderna 3 och 4 för att isolera felet. Det åtgärd följaktligen gör noderna 4, 5 och 6 strömlösa. För att återställa strömmen till noderna 4, 5 och 6 kan brytare S1 slutas. Fränkskiljare S1 kan slutas manuellt av systemoperatören. Om denna åtgärd utförs automatiskt kallas en sådan förmåga i litteraturen vanligtvis för distributionsnäts självläkande förmåga.



Figur 4: Omkonfigurering av distributionsnät vid fel på matarledningen

I likhet med det tidigare beskrivna scenariot med fel på matarledningen kan elnätet avsiktligt omkonfigureras för att förbättra nätets spänningsprofil. Låt oss säga att konsumenterna vid noderna 4, 5 och 6 upplever mycket låg spänning på grund av hög belastning på den nedre matarledningen. Samtidigt är den övre matarledningen lågt belastad och har en något högre spänningsprofil. För att öka spänningen vid noderna 4, 5 och 6 kan systemoperatören avsiktligt ansluta noderna 4, 5 och 6 till den övre lågt belastade matarledningen genom S1 och öppna brytarna vid noderna 3 och 4 och därigenom förbättra elnätets spänningsprofil. Sådana åtgärder i distributionsnät är inte så ovanliga, men de utförs vanligtvis säsongvis eller i de fall där vissa speciella belastningssituationen uppstår i systemet.

På så sätt kan vi säga att distributionsnät är utformade som maskat elnät men drivs i en radiell konfiguration. Frågan som uppstår är varför drivs distributionsnät då inte som maskat elnät? Vissa distributionsnät fungerar i en maskat konfiguration. De kallas vanligtvis för "spot and grid network systems" i engelsk litteratur och används i storstadsområden med hög densitet för att ge maximal tillförlitlighet och driftsflexibilitet [27]. Samtidigt förbättras elnätets kapacitet och övergripande spänningsprofil. Detta kräver dock mer avancerade och komplexa skyddssystem som i slutändan leder till högre investeringskostnader. Med ambitiösa elektrifieringsmål, mer distribuerad produktion och EV i distributionsnät, kan maskat driftkonfiguration av distributionssystem bli ett mer gångbart alternativ i framtiden.

2.2.3 Betydelse av R/X kvoten

Förutom att drivas mestadels i en radiell konfiguration är en av de största skillnaderna mellan lågspänningsdistributionsnät och högspänningsöverföringsnät resistans/reaktans (R/X) kvoten. I transmissionssystem är denna kvot runt 0,1

medan den i lågspänningsdistributionsnät är mycket högre och vanligtvis över 1. Hög R/X kvot är vanligtvis en följd av att man använder fler kablar i lågspänningsnät vars reaktans X är betydligt mindre än reaktansen hos luftledningarna.

Från elnätets genomsnittliga R/X kvot kan en ungefärlig slutsats dras om hur mycket aktiv effekt och hur mycket reaktiv effekt som krävs för att påverka elnätets spänningsprofil. För att förklara detta kan vi anta en linje $k-l$ med resistansen R och reaktansen X , genom vilken aktiv effekt P_{kl} och reaktiv effekt Q_{kl} flyter. Spänningsfallet $U_k - \bar{U}_l$ över linjen kan beräknas som:

$$U_k - \bar{U}_l = \frac{P_{kl}R + Q_{kl}X + j(P_{kl}X - Q_{kl}R)}{U_k} \quad (2)$$

Om vi antar att den imaginära (vinkelräta) komponenten av spänningsfallet är mycket lägre än dess reella (parallella) komponent och att $U_k \approx 1pu$, ges ett approximativt uttryck för spänningsfallet ΔU_{kl} över linjen $k-l$:

$$\Delta U_{kl} = U_k - \bar{U}_l = P_{kl}R + Q_{kl}X \quad (3)$$

Från (3) framgår det att R/X kvoten ungefär visar hur mycket mer aktiv effekt P_{kl} påverkar spänningsfallet ΔU_{kl} jämfört med reaktiv effekt Q_{kl} . En generaliserad slutsats om ungefärlig påverkan av aktiv och reaktiv effektinjektion (t.ex. EVs FFR-tillförsel och samtidig reaktiv effektförbrukning) kan dras från det kumulativa R/X kvoten vid en viss punkt i systemet (anslutningspunkten för EV laddare).

Kumulativ R/X kvot för punkten i distributionsnätet är kvoten mellan total resistans och total reaktans mellan den punkten och den uppströms stela spänningssstyva punkten. För en praktisk översyn kan den spänningssstyva punkten betraktas som högspänningssidan av LV/MV-transformatorn. Det kumulativa R/X kvoten kommer i detta fall också att ta hänsyn till transformatorns höga reaktans, vilket kan sänka den kumulativa R/X kvoten avsevärt och därmed öka effektiviteten av att använda reaktiv effekt för spänningsreglering. Detta innebär att i distributionsnät (särskilt kablade med hög R/X kvot) kommer aktiv effekt mestadels att orsaka spänningsförändringar över ledningarna (matningsledningarna) medan reaktiv effekt kommer att orsaka spänningsförändringar över LV/MV-transformatorerna.

Eftersom reaktiv effekt inte har lika betydande påverkan på spänningsprofilen i distributionsnäten som i stamnätet, har de huvudsakliga spänningsregleringsanordningarna i distributionsnät traditionellt varit lindningskopplare. Shuntar (kondensatorer och reaktorer) har dock använts i distributionsnät som kompensatorer för reaktiv effekt. Deras roll har främst varit att kompensera reaktiv effekt för att minska elnätströmmar och därmed systemförluster. Dessutom har de använts för att styra utbytet av reaktiv effekt mot det överliggande elnätet, ett krav som blir allt viktigare.

2.2.4 Nya förslag på hur man styr spänningen

Med den högre R/X kvoten baseras spänningsregleringen i distributionsnät vanligtvis inte på reaktiv effekt. Emellertid visar vissa erfarenheter från verkliga distributionsnät [28] såväl som studier från litteraturen att reaktiv effekt kan ha betydande påverkan på spänningsändring över LV/MV-transformatorn. Även om effekten inte är lika hög som spänningsändring över ledningarna på grund av den aktiva effekten bidrar det fortfarande till att öka distributionsnäts kapacitet [26]. Ett exempel på dessa är ett antal tyska distributionsnät som kräver att PV-installationer förbrukar reaktiv effekt när de producerar aktiv effekt och på så sätt hjälper till att förhindra att spänningen stiger för mycket [26] [28].

På senare tid har fler och fler förslag kommit fram om att använda aktiv effekt i distributionsnät för att hantera spänningsförändringar. De flesta av dessa föreslår användning av batterier, EV och efterfrågeflexibla enheter för att schemalägga sin aktiva effekt med hänsyn till aktuella driftsförhållanden. I en bredare bemärkelse åtgärdar dessa lösningar lokala överbelastningsproblem där överbelastning inte bara orsakas av strömbegränsningar utan även av oacceptabla spänningar i elnätet.

Aktiv effekt som ett verktyg för att styra spänningen i distributionsnät är dock inte alltid ett gångbart alternativ. Ett exempel på detta är när spänningsproblem orsakas av lokal tillhandahållande av frekvensstödttjänster såsom FFR.

Användning av aktiv effekt för att begränsa spänningen skulle i detta fall effektivt minska den stödjande aktiva effekten från distributionsnät till det överliggande systemet och därmed påverka begränsningen av systemets frekvenssänka. De lösningar som föreslås i det här projektet försöker undvika denna typ av lösningar.

2.3 AKTIV NÄTSTYRNING (ANM)

ANM är ett koncept som introducerats för att ge distributionssystemoperatörer möjlighet att hantera begränsad systemdrift baserat på realtidsinformation. Genom att möjliggöra realtidskontroll av distribuerad produktion, förbrukning eller elnätskonfiguration ger ANM operatören flexibilitet och verktyg för att hantera ökande osäkerheter i systemet och bevara säker drift [29]. Som ett alternativ till kostsamma förstärkningar ökar ANM distributionssystemets kapacitet genom att tillåta villkorade anslutningsavtal till nya produktions- eller förbrukningsanläggningar. Villkoren är vanligtvis att dessa anläggningar måste vara flexibla och justera sina aktiva effekt beroende på systemets realtidsdrift och när systemoperatören begär det. Hur flexibilitetssupphandlingar (begränsningar) görs varierar från "Sist in, först ut"-metodik till metoder baserade på mer marknadsmässiga principer.

Ett exempel från verkligheten där ANM används kan hittas i Storbritanniens National Grid Electricity Distribution (NGED). NGED följer "Sist in, först ut"-metoden inom ANM för att prioritera effektförändringar. Detta säkerställer att de generatorer som anslöts senast är de som avbryts först (eller den förändrar aktiv effekt) vid begränsningar i elnätet. Denna strategi för distributionsdrift har funnits i flera år och utvecklats kontinuerligt för att stödja integrationen av distribuerad generation samt upprätthålla säker drift [25].

3 Metodik

I det här projektet fokuserar vi på att ta reda på hur mycket reaktiv effekt EV laddare behöver förbruka när de tillhandahåller FFR, för att hålla distributionsnätets drift inom angivna gränser. Vi försöker följa pragmatiska metoder för att säkerställa att sådana beräkningar kan utföras i det verkliga systemet med hänsyn till tillgänglig kommunikations- och styrningsinfrastruktur, beräkningsresurser, och kunskap om systemmodellen med dess parametrar. Med detta i åtanke föreslås och jämförs två metoder:

1. Central optimeringsbaserad ANM-metod,
2. Spänningskompensationsmetod helt baserad på lokal information

3.1 CENTRAL OPTIMERINGSBASERAD ANM-METOD

I den första centraliserade metoden antas att systemoperatören har relativt noggrann kunskap om systemmodellen och dess parametrar. Varje enskild EV laddares k förbrukning av den reaktiva effekten Q_{ffr}^k under tillhandahållande av FFR beräknas centralt. Sedan skickas börvärde Q_{ffr}^k till lokala EV laddares styrenheter, en gång under en uppdateringsperiod (t.ex varje minut, timme eller så). Om EV börjar tillhandahålla FFR, börjar de samtidigt förbruka Q_{ffr}^k baserat på de senaste börvärdena som mottagits från den centrala styrenheten. Denna centraliserade metod kan falla under ANM eftersom operatören kräver flexibilitet från EV laddare i form av reaktiv effektförbrukning baserad på realtids- (eller nära realtids-) driftsinformation.

För att beräkna varje börvärde för reaktiv effektförbrukning Q_{ffr}^k skapas och löses en optimeringsmodell med hjälp av information om elnätsparametrar och realtids-driftpunkt (aktiv och reaktiv effektproduktion och -förbrukning för varje nod i systemet). Även om målen för optimeringen kan väljas fritt av systemoperatören antog vi i detta projekt att operatören vill att reaktiva effekttåtgärder från EV ska vara så oaggressiva som möjligt dvs. den totala reaktiva effektförbrukningen från EV under FFR-försörjning bör minimeras:

$$\min \sum_{k \in B_{ev}} (Q_{ffr}^k)^2 \quad (4)$$

var B_{ev} är en uppsättning av alla EV laddare i distributionsnätet.

För att ta hänsyn till systemets fysikaliska egenskaper måste minimeringen av (4) uppfylla följande begränsningar:

1. Nätets fysiska egenskaper - effektfördesekvationer,
2. Nodens spänningsbegränsningar,
3. Kapacitetsdiagram för EV laddare.

Tillhandahållna FFR från EV redovisas i modellen genom effektfördesekvationerna som konstanta aktiva effektinjektioner P_{ffr}^k vid de noder där EV laddare $k \in B_{ev}$ är

anslutna. Eftersom FFR-tillförseln varar i 5 eller 30 sekunder antar vi att distributionsnätutrustning kan ta kortvariga strömöverbelastningar. På grund av kortvarig FFR-tillförseln antar vi dessutom att EV batterier har tillräckligt med lagrad elektrisk energi. Därför tar vi i våra analyser inte hänsyn till begränsningar relaterade till elnätets och transformatorernas strömgränser samt begränsningar relaterade till EV batteriers laddningstillstånd.

3.1.1 Effektflödesekvationer

Distributionsnät och överliggande högspänningsnätets fysiska egenskaper modelleras matematiskt genom effektflödesekvationer. Effektflödesekvationer kan formuleras på olika sätt beroende på valt referenssystem (kvadratisk eller polärt) och gren- eller nodrepresentation. Vilken formulering som bör väljas beror på konkreta elnätsegenskaper, optimeringsproblemet som ska lösas och beräkningskraven. Den vanligaste formuleringen är nod-baserad med effektflödesmodellen i polära koordinater, allmänt känd som "Full AC Power Flow". Denna modell löses vanligtvis med Newton-Raphson-metoden och konvergerar mycket väl på MV och HV elnät. Newton-Raphson-metoden är dock känd för att misslyckas när effektflödes-ekvationernas Jacobianen i driftpunkten är illa-konditionerad. Detta händer i analyser när systemets driftpunkt är nära sina stabilitetsgränser, såväl som för elnät med ledningar som har hög R/X -kvot. Därför är Full AC Power Flow ibland inte en lämplig metod för analyser av distributionsnät, särskilt inte LV elnät.

Ett alternativ till Full AC Power Flow är DistFlow-formuleringen baserad på grenrepresentation med nodspänningar och gren effektflöden som variabler. DistFlow-formuleringen utnyttjar distributionsnät radiella struktur och jämfört med Full AC Power Flow kan den lösas med iterativa metoder (t.ex Shirmohammadi metod) istället för Newton-Raphson, vilket undviker behovet av matrisinversioner (och därmed problem med illa betingad Jacobianer). Även om Newton-Raphson används för att lösa formuleringen, Jacobimatrisen är bättre konditionerad än för Full AC Power Flow-formulering. Bättre konditionering av Jacobian innebär att effektflödesekvationer löses snabbare med högre numerisk robusthet. Med tanke på dessa egenskaper hos DistFlow används den vanligtvis för att representera effektflödesekvationer för radiella LV lokalnät.

I vår optimeringsmodell använder vi DistFlow-formulering för att modellera effektflöden i LV elnät på 0,4 kV, medan vi för överliggande MV elnät använder Full AC Power Flow-formulering i kvadratiske koordinater. Full AC Power Flow-formulering används för MV elnät för att lämna utrymme i vår metod för analyser av system som består av maskade MV elnät och ett antal underliggande radiella LV elnät. Förutom ekvationer som beskriver effektflöden i LV och MV distributionsnät kompletteras effektflödesekvationerna med vad vi kallar "kopplingsekvationer". Kopplingsekvationer beskriver aktiv och reaktiv effektbalans vid LV-MV gränssnittsnoder. Lågspänningssidans noder på LV/MV transformatorer valdes som gränssnittsnoder.

Method	Advantages	Limitations	Conditions
DistFlow	Efficient, avoids matrix inversions, numerically stable for high R/X, scalable for large radial networks	Only applicable to radial networks, somewhat slow for highly unbalanced systems	Radial topology, nonlinearity
LinDistFlow	Fast computation, well-suited for real-time optimization and control	Risk for errors and less accurate for large voltage drops and high resistive losses	Small voltage drops, negligible angle differences, small line losses, radial and balanced network
Full AC Power Flow	Provides full AC power flow results, can handle meshed networks, suitable for validation	Computationally expensive, struggles with high R/X ratios and unbalanced LV networks	Well-conditioned Jacobian, nonlinear equations, iterative convergence, full AC power representation

Figur 5: Sammanfattning av olika effektflöde formuleringar [6]

3.1.2 Spänningsgränser

Ett av huvudmålen i detta projekt var att ta reda på om reaktiv effektförbrukning från EV kan hålla spänningarna i det lokala distributionsnät inom angivna gränser under samtidig FFR-försörjning från EV. Spänningsbegränsningarna som en del av vår optimeringsmodell säkerställer att om det finns en lösning för Q_{ffr}^k som minimerar mål (4) uppfyller denna lösning:

$$U_i^{min} < U_i < U_i^{max} \quad (5)$$

där U_i är spänningen vid nod i, U_i^{min} nedre och U_i^{max} övre spänningsgränsen vid nod i.

3.1.3 EV- laddares (omriktare) kapacitetdiagram

Varje EV laddares omriktare har sitt eget PQ-kapacitetdiagram. Utöver dessa måste varje omriktare (som genererande enhet) uppfylla kraven för generatorer (RfG) för att kunna anslutas till elnätet. Bland annat definierar RfG det PQ-område inom vilket genererande enhets aktiva och reaktiva effekt skulle vara. Den svenska versionen av RfG är EIFS2018:2 [30]. EIFS2018:2 anger inte explicit kraven på reaktiv effekt för landbaserade kraftparksmoduler av typ A som EV laddares omriktare skulle falla under. Därför har EV laddare inget krav på att leverera reaktiv effekt enligt elnätföreskrifterna. I denna studie vill vi dock utnyttja denna förmåga och därför sätter vi deras gränser för reaktiv effekt enligt deras tekniska gränser. Vi antar att omriktare vid maximal aktiv effekt kan drift med en effektfaktor 0,95. Detta motsvarar att omriktargränserna är 33 % av den nominella aktiva effekten.

3.2 SPÄNNINGSKOMPENSATIONSMETOD HELT BASERAD PÅ LOKAL INFORMATION

Den tidigare beskrivna central optimeringsbaserad ANM-metoden ger optimala börvärden för EV reaktiva effekter Q_{ffr}^k . Det kräver dock betydande information om systemet, dess parametrar och kommunikationsinfrastruktur (för att noggrant spåra systemets driftspunkt i realtid) och regelbundet uppdatera börvärdet för Q_{ffr}^k för varje EV laddnings omriktare. För att implementera en sådan lösning kan distributionssystemoperatören behöva investera avsevärt i sin infrastruktur. Därför kan en sådan metod vara motiverad när distributionsnätet omvandlas till smarta-elnet eller när elnätbolag redan planerar att införa ANM.

En alternativ lösning vore att beräkna Q_{ffr}^k enbart baserat på lokala mätningar från EV laddares omriktare och information om var i elnätet omriktaren är ansluten. I detta projekt föreslår vi en sådan lösning. Lösningen utgår från logiken att varje EV laddare ska försöka kompensera för spänningsökning i elnätet orsakad av dess egen aktiva effekt på grund av FFR. Från (3) skulle spänningsförändringen ΔU_{ffr}^k orsakad av P_{ffr}^k och Q_{ffr}^k ungefär vara:

$$\Delta U_{ffr}^k \approx P_{ffr}^k R + Q_{ffr}^k X \quad (6)$$

där R och X är total (kumulativ) resistans och reaktans mellan EV laddarens anslutningspunkt och den antagna spänningsstyva punkten – till exempel högspänningssidan av DSO/TSO-transformatorn. I detta fall skulle X även inkludera transformatorns reaktans medan R mestadels kommer från matarledningarnas resistans. För att kompensera för spänningsökningen $\Delta U_{ffr}^k = 0$, skulle varje EV laddare enligt (6) behöva förbruka:

$$Q_{ffr}^k = P_{ffr}^k R / X \quad (7)$$

Emellertid begränsas Q_{ffr}^k också av omriktarens kapacitetsdiagram enligt beskrivningen i avsnitt **Error! Reference source not found.**. Förutom att simulera hur denna lokala strategi för att beräkna Q_{ffr}^k kan korrigera distributionsnät spänningsprofil, vill vi också undersöka om EV laddare faktiskt helt kan eliminera sin påverkan på spänningsökningen orsakad av att stödja systemet med FFR. För att göra det använder vi den tidigare beskrivna optimeringsmodellen från avsnitt **Error! Reference source not found.** med en något förändrad objektivfunktion:

$$\min \sum_{k \in B_{ev}} \left(P_{ffr}^k R + Q_{ffr}^k X \right)^2 \quad (8)$$

Om lösningen av det nya optimeringsproblemet leder till att (8) är noll, skulle det innebära att alla EV laddare kan kompensera för sin påverkan på spänningsökningen och att deras reaktiva effektförbrukning skulle vara (7). Om objektivfunktionen (8) inte är lika med noll, betyder det att vissa EV inte kommer att kunna kompensera helt för sin påverkan på spänningsökningen orsakad av FFR. För att avgöra vilka dessa EV är kan kvoten $\gamma_{ffr}^k = Q_{ffr}^k X / P_{ffr}^k R$ kontrolleras. Om $\gamma_{ffr}^k = -1$ kan EV laddaren k helt kompensera sin påverkan på

spänningsökningen. Om $\gamma_{ffr}^k > -1$ skulle EV laddaren k bara kunna kompensera cirka $|\gamma_{ffr}^k|100$ procent av spänningsökningen orsakad av P_{ffr}^k .

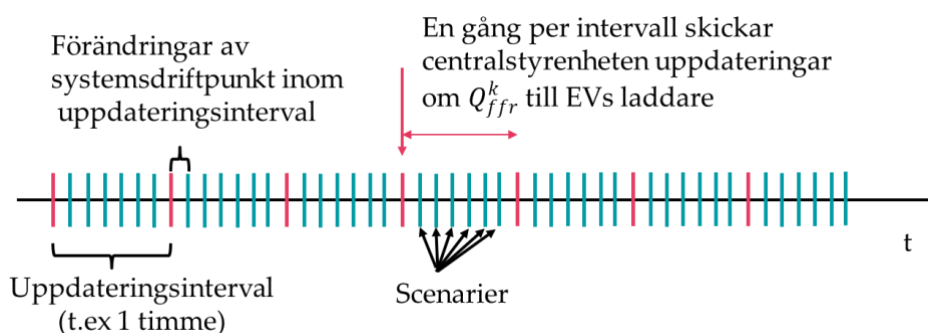
3.3 SÄKERHETSBEGRÄNSADE ANALYSER

I de två föregående underavsnitten har två metoder för att beräkna Q_{ffr}^k för att säkra systemspänningarna under EVs tillhandahållande av FFR presenterats. Spänningskompensationsmetoden kräver inte kunskap om detaljerad systemmodell och realtidsinformation om driftpunkten men centraliserad optimeringsbaserad metod behöver dessa. I praktiken kan det krävas omfattande kommunikationsinfrastruktur och gott cybersäkerhetsskydd för att samla in realtidsinformation om driftpunkten, lösa optimeringsproblemet från underavsnitt 3.1 och skicka uppdateringar till EV laddare om deras Q_{ffr}^k -börvärden. Dessa krav ökar investeringskostnaderna och ställer frågan om en centraliserad lösning är genomförbar.

För att minska behovet av avancerad kommunikationsinfrastruktur kan intervallen mellan uppdateringar av Q_{ffr}^k -börvärden förlängas. En sådan lösning illustreras i Figur 6. En gång per uppdateringsintervall ΔT genomförs följande steg:

- centralenheten samlar in information i realtid om driftpunkter (information om aktiv och reaktiv effektproduktion och förbrukning vid olika noder i elnät),
- löser optimeringsproblemet som presenteras i avsnitt 3.1 och
- skickar uppdateringar om Q_{ffr}^k börvärde till EV laddare.

Figur 6:



Figur 6: Uppdateringsintervall för att beräkna Q_{ffr}^k från den centraliserade optimeringsbaserade metoden som beskrivs i avsnitt Error! Reference source not found.

Emellertid bör ett sådant beräknat börvärde för Q_{ffr}^k säkra systemspänningen vid FFR-försörjning med hänsyn till att systemets driftsförhållanden kan ändras inom uppdateringsintervallet ΔT . För att bättre förklara, låt oss anta att Q_{ffr}^k har beräknats baserat på tillgänglig systemdriftsinformation vid tidpunkten t_0 (en röd linje på tidsaxeln från Figur 6). Under tiden mellan t_0 och nästa uppdatering av Q_{ffr}^k vid tidpunkten $t_0 + \Delta T$ (efterföljande röd linje på tidsaxeln från Figur 6) kan driftsförhållandena i systemet ändras. Till exempel moln kan skugga några PV i

systemet och minska deras aktiva effekt. Detta innebär att driftpunkten för vilken Q_{ffr}^k har beräknats har ändrats. Frågan är om Q_{ffr}^k fortfarande skulle kunna hålla spänningarna inom gränserna när FFR tillhandahålls med systemets nuvarande nya driftpunkt. För att hålla spänningarna inom gränserna måste Q_{ffr}^k beräknas med hänsyn till alla möjliga förändringar i driftförhållanden mellan tidpunkten t_0 och $t_0 + \Delta T$. För att göra detta kan optimeringsmodellen från avsnitt 3.1 utökas till sin säkerhetsbegränsade formulering med scenarier som återspeglar förändringar i driftförhållanden mellan tidpunkten t_0 och $t_0 + \Delta T$.

3.3.1 Säkerhetsbegränsat optimalt effektlöde

Säkerhetsbegränsat optimalt effektlöde (SCOPF) är en utvidgning av det traditionella optimalt effektlöde (OPF)-problemet som beskrivs i avsnitt 3.1. Jämfört med OPF tar SCOPF hänsyn till osäkerheter och säkerställer att de beräknade beslutsvariablerna (i vårt fall Q_{ffr}^k) kan uppfylla modellbegränsningar för alla förutsedda värden på modellparametrarna. För vårt analyserade fall betraktas osäkerheter i modellparametrar som förändringar i driftförhållanden mellan tidpunkten t_0 och $t_0 + \Delta T$. Ett exempel som vi kommer att använda är förändringar i belastningar och generering i olika distributionsnättnoder. I stället för att optimera för en systemdriftpunkt vid tidpunkten t_0 säkerställer SCOPF-formuleringen av optimeringsmodellen från avsnitt 3.1 att lösningen för Q_{ffr}^k håller distributionsnätsspänningarna inom sina gränser över en fördefinierad uppsättning scenarier – prognostiserade distributionsnätbelastnings- och generationsprofiler under perioden t_0 till $t_0 + \Delta T$ från Figur 6.

4 Fallstudier

För att analysera om och hur mycket reaktiv effekt Q_{ffr}^k bör förbrukas från var och en av EV för att hålla distributionsnäts spänningar inom gränserna under FFR-tillförseln, tillämpas metoder för att beräkna Q_{ffr}^k som beskrivs i avsnitt **Error!**

Reference source not found. på två utvalda fallstudier:

1. CIGRÉ European LV Distribution Network Benchmark [31]
2. Exempel av ett svenskt distributionsnät från Ellevio.

Resultaten från fallstudierna jämförs för fyra olika fall av distributionssystemets drift:

- BASFALL [base case]:
Representerar normal, stationär drift av systemet när det inte finns någon FFR-tillförseln. Elbilar antas i detta fall laddas med maximal effekt från sina laddare.
- FFR-tillhandahållande utan Q-kompensation från EV [FFR no Q]:
EV slutar laddas och börjar leverera FFR i form av aktiv effekt P_{ffr}^k till systemet.
- FFR-tillhandahållande med Q-kompensation baserat på central optimeringsbaserad ANM-metod [FFR Q ANM]:
Förutom att tillhandahålla FFR försöker EV också kompensera för sin påverkan på distributionsnäts spänningsprofil genom att förbruka Q_{ffr}^k . Q_{ffr}^k beräknas med hjälp av en central optimeringsbaserad ANM-metod som beskrivs i avsnitt 3.1.
- FFR-tillhandahållande med Q-kompensation baserat på lokal spänningskompensationsmetod [FFR Q local]
Förutom att tillhandahålla FFR försöker EV också kompensera för sin påverkan på distributionsnäts spänningsprofil genom att förbruka Q_{ffr}^k . Q_{ffr}^k beräknas med hjälp av den lokala spänningskompensationsmetoden som beskrivs i avsnitt **Error! Reference source not found.**

För var och en av fallstudierna görs följande allmänna överväganden och antaganden:

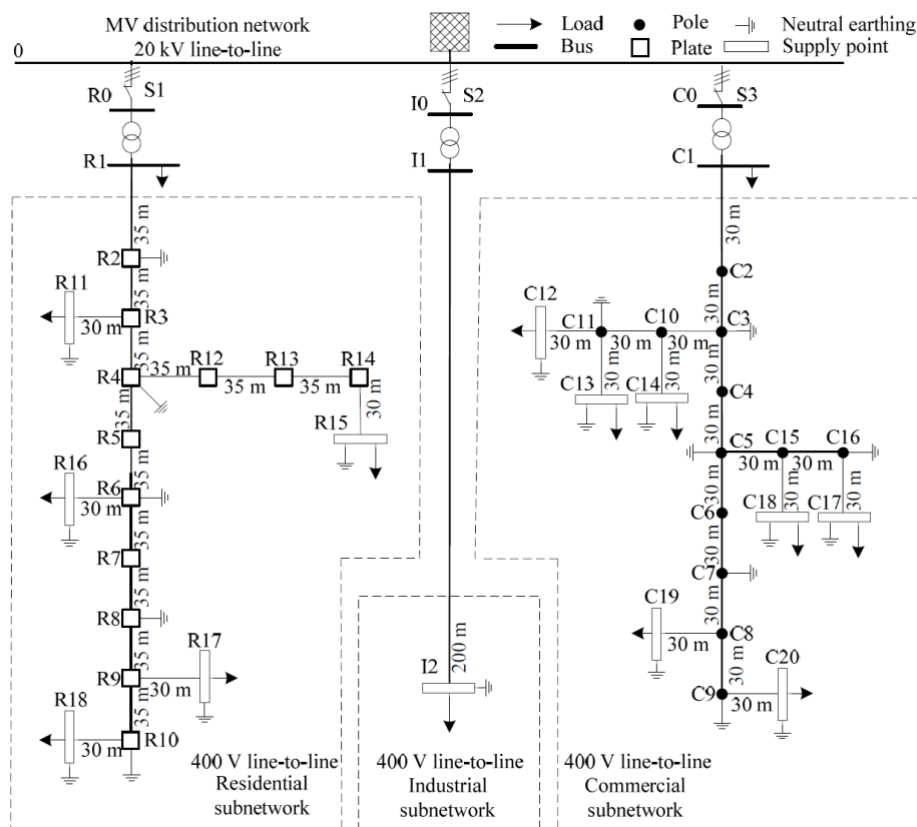
1. Varje EV laddare tillhandahåller FFR baserat på deras tekniska gränser (vid dess maximala nominella effekt från omriktaren). Ingen FFR-marknadsmodell har beaktats och vi antar inte heller att EVs FFR-tillhandahållande är beroende av anbudsprocessen och ekonomiska incitament;
2. Gränserna för reaktiv effekt för varje EV laddare är satta till 33 % av dess nominella aktiva effekt. Dessa gränser antar att omriktaren kan arbeta med en effektfaktor på 0,95 eller högre när maximal aktiv effekt har uppnåtts.

3. För fallet med Q-kompensation baserad på central optimeringsbaserad ANM-metod antas ett uppdateringsintervall $\Delta T = 1h$
4. All FFR används samtidigt, inga kommunikationsfördröjningar har tagits med i beräkningen;
5. Där så är tillämpligt förutsätter tillhandahållandet av FFR från EV kluster ideal aggregering, utan samordningsproblem, kommunikationsförseningar eller schemalägningsbegränsningar.
6. Vår studie ger en statisk ögonblicksbild av olika betraktade och tidigare nämnda fall av distributionsnät drift. Transienta fenomen som härrör från växling mellan dessa fall har inte beaktats. FFR-försörjning från EV modelleras som konstant aktiv effektinjektion P_{ffr}^k .

4.1 CIGRÉ EUROPEAN LV DISTRIBUTION NETWORK BENCHMARK

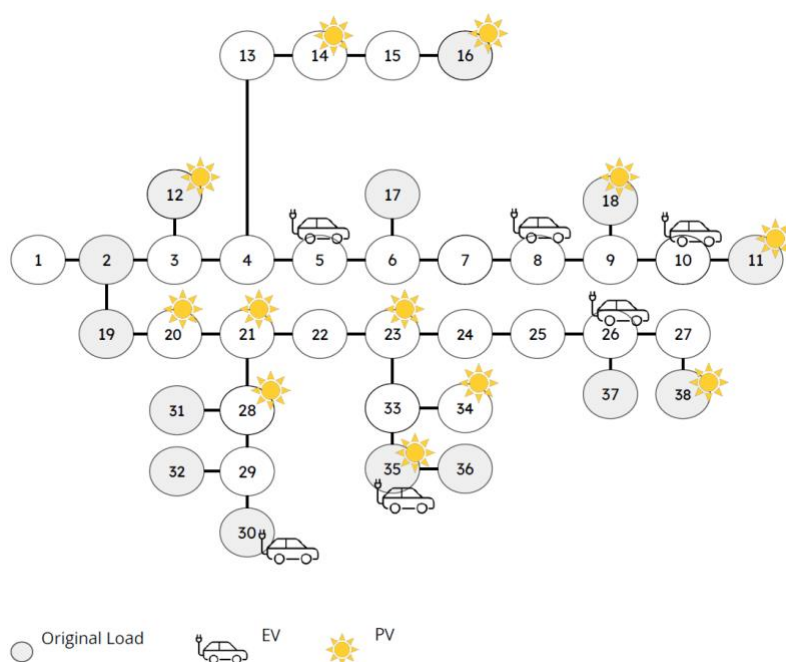
4.1.1 Beskrivning av fallstudie

Den första fallstudien körs på ett CIGRÉ European LV Distribution Network Benchmark [31] vars enlinjeschema visas i Figur 7. Detta system består av tre delnätverk, som vart och ett representerar typiska europeiska LV-matarledningningar.



Figur 7: CIGRÉ European LV Distribution Network Benchmark [31]

I detta projekt kombineras två av dessa delnät, bostads- och kommersiella matarledningar, för att bilda en modifierad fallstudie som används i detta projekt och visas i Figur 8. Den övre delen av systemet från Figur 8 är bostadsmatarledningen medan kommersiella matarledningen finns i den nedre delen och ansluts till nod 2 i bostadsmatarledningen. Ett antal EV kluster och PV är integrerade i systemet på de platser som anges i Figur 8. Deras installerade kapaciteter anges i Tabell 1 respektive Tabell 2.



Figur 8: Modifierat CIGRÉ European LV Distribution Network Benchmark [31] med integrerade PV and EV

Tabell 1: EV clusters placement and charging setup

EV laddarkluster	Nod	laddarens kapacitet [kw]	laddare per kluster
EV1	10	22	5
EV2	5	50	1
EV3	8	22	5
EV4	30	50	1
EV5	2	22	2
EV6	35	11	3

Tabell 2: PV placering och installerad effekt

PV enhet	Nod	Installerad effekt [kW]
PV1	11	8
PV2	16	10
PV3	23	8
PV4	14	7
PV5	18	10
PV6	20	10
PV7	38	8
PV8	12	9
PV9	35	10
PV10	28	10
PV11	21	10
PV12	34	10

Systemet är matat via två 0,5 MVA-transformatorer (två transformatorer S1 från original Cigre Distribution Network Benchmark, Figur 7) anslutet till det överliggande MV elnätet (samma som det i Cigre Distribution Network Benchmark). MV elnätet i vår studie modellerats med en Thevenin-ekvivalent. Nedre och övre spänningsgränser antas vara 0,93 respektive 1,07 pu.

För att ta hänsyn till förändringar i driftförhållandena under Q_{ffr}^k i uppdateringsintervallet $[t_0, t_0 + \Delta T]$ antas fyra scenarier för variation av förbrukning och PV-effekt och ges i Tabell 3. Under perioden ΔT följer alla laster och PV i elnätet samma variationsmönster som beskrivs av scenariernas skalningsfaktorer i Tabell 3.

Tabell 3: Antagen variation av förbrukning och PV-effekt under ΔT -perioden för Cigre LV Distribution Network Benchmark fallstudie

Scenario	Laster skalning	PV skalning	Kommentar
1	0.95	1.00	Minskaf förbrukning
2	1.00	1.00	Basfall
3	1.05	0.90	Ökad förbrukning /minskad produktion
4	1.10	0.80	Kraftigt ökad förbrukning/Minskad PV produktion – möjlig skuggning

Analyserna i denna fallstudie görs under 6 representativa timmar per dag. För att replikera typiska dagliga förbrukning- och produktionskurvor varieras aktiv och reaktiv effektförbrukning samt PV-effekt för dessa valda timmar enligt skalningsfaktorerna som anges i Tabell 4. Resultaten presenteras för timmarna 4 och 12. Resultaten för de övriga timmarna finns i [6].

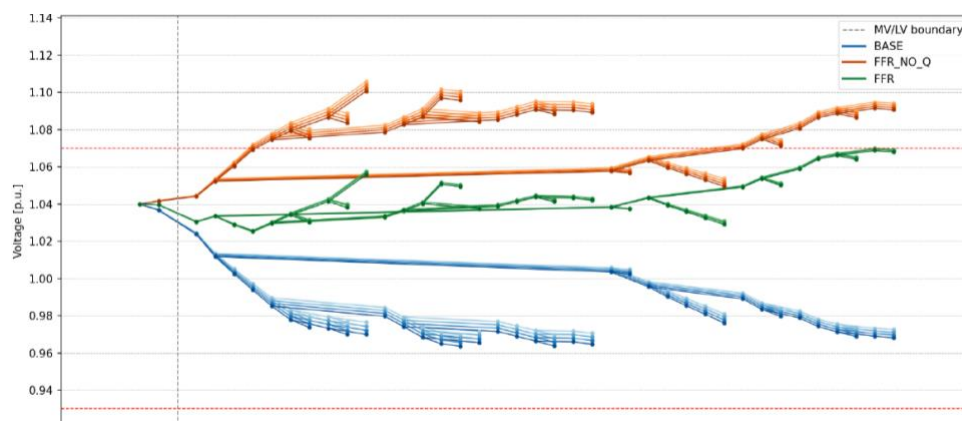
Tabell 4: Time-of-Day förbrukning och PV skalningsfaktorer

Timme	Laster skalning	PV skalning
4	0.4	0.0
7	0.8	0.7
9	0.7	0.9
12	0.6	1
19	0.9	0.7
21	0.8	0.6

4.1.2 Resultat

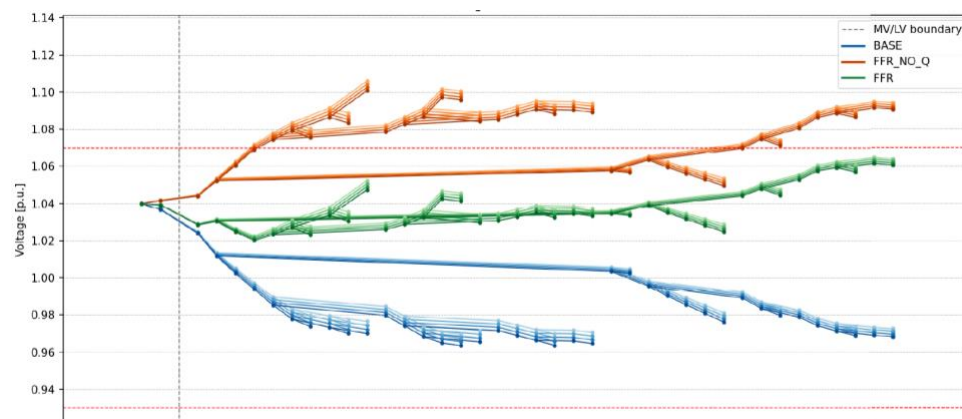
Jämförande resultat och spänningsprofiler för timme 4 när central optimeringsbaserad ANM-metod används för att beräkna Q_{frr}^k ges i Figur 9. Den grå vertikala linjen visar var anslutningen mellan MV elnätets ekvivalent och LVs rotnod 1 är.

Om vi jämför den blå profilen (som representerar basfallet) med den orange profilen (som representerar fallet med FFR-tillförsel utan reaktiv effektkompensation) kan vi observera hur betydande påverkan FFR-tillförsel kan ha på det lokala distributionsnätets drift. I det konkreta fallet orsakar FFR-tillförsel från EV överspänningar på ett antal noder. För att sänka spänningarna inom deras driftgränser används en central optimeringsbaserad ANM-metod (FFR_Q_ANM). Det framgår att spänningsprofilen (gröna linjer) för detta fall ligger inom spänningsgränserna. Noden med den högsta spänningen ligger precis på gränsen på 1,07 pu. Detta indikerar att FFR_Q_ANM ger en effektiv lösning på spänningsproblemet utan att överkompensera och sänka spänningen mer än nödvändigt.



Figur 9: Spänningsprofiler för det analyserade systemet för varierande driftsförhållanden mellan timme 4 och 5 och för olika fall av FFR-försörjning (base_case, FFR_no_Q, FFR_Q_ANM)

I Figur 9 visas varje spänningsprofil i en uppsättning av fyra. De fyra profilerna per fall representerar variationen av spänningsprofilen med variationen av driftförhållanden (förbrukning och PV-generering) enligt Tabell 3. Eftersom alla fyra gröna profiler ligger inom spänningsgränserna, lyckas Q_{ffr}^k (som erhålls genom att lösa SCOPF-formuleringen av optimeringsproblemet som beskrivs i avsnitt 3.1) säkra systemspänningen för alla osäkerhetsscenarier från Tabell 3.



Figur 10: Spänningsprofiler för det analyserade systemet för varierande driftsförhållanden mellan timme 4 och 5 och för olika fall av FFR-försörjning (base_case, FFR_no_Q, FFR_Q_local)

Q_{ffr}^k beräknad med den lokala spänningskompensationsmetoden (FFR_Q_local) säkrar också distributionsnätspänning, men gör det mer aggressivt jämfört med FFR_Q_ANM-fallet. Som framgår av Figur 10 sänker Q_{ffr}^k elnätsspänningen (grön spänningsprofil) mer än nödvändigt, eftersom den högsta nodspänningen är runt 1,06 pu, vilket är lägre än den övre gränsen på 1,07 pu. Detta händer eftersom spänningskompensationsmetoden försöker helt eliminera den effekt som P_{ffr}^k har på distributionsnätets spänningsprofil. Q_{ffr}^k är dock långt ifrån att kunna kompensera för en spänningsökning orsakad av P_{ffr}^k . Den gröna spänningsprofilen som motsvarar verkan av Q_{ffr}^k skulle, vid full spänningskompensation, ligga närmare de blå spänningsprofilerna som ges för basfallet utan FFR och EV som laddas med nominell aktiv effekt.

Genom att jämföra den orange spänningsprofilen i Figur 9 och Figur 10 (fallet med endast FFR-försörjning) och de gröna spänningsprofilerna (fallet med FFR-försörjning med reaktiv effektspanningskorrigerings), kan man se att reaktiv effekt mestadels sänker spänningen över LV/MV-transformatorn (en del av spänningsprofilerna är markerade med den streckade svarta linjen). Från diskussionen i avsnitt **Error! Reference source not found.** framgår det tydligt att detta händer eftersom transformatorn har mycket högre reaktans än ledningarna.

Hur mycket Q_{ffr}^k kompenserar för spänningsökningen orsakad av P_{ffr}^k kan beräknas som $Q_{ffr}^k X_k / P_{ffr}^k R_k$ där R_k och X_k är kumulativ resistans och reaktans från den punkt där EV laddaren k är ansluten till den spänningsstyva punkten i elnätet. För praktiska ändamål och i denna fallstudie är den spänningsstyva punkten den uppsidan av LV/MV-transformatorn. Resultaten för $Q_{ffr}^k X_k / P_{ffr}^k R_k$ ges i Tabell 5 och Tabell 6 för fallet FFR_Q_ANM respektive fallet FFR_Q_local.

Från Tabell 5 och Tabell 6 kan man återigen se att den lokala strategin är mer aggressiv eftersom alla EV laddare drift vid sin reaktiva effektgräns, vilken för våra fallstudier antogs vara $\pm P_{ffr}^k/3$. Eftersom Q_{ffr}^k är större för FFR_Q_local-fallet är även $Q_{ffr}^k X_k / P_{ffr}^k R_k$ större. Om vi återgår till diskussionen om R/X kvoten påverkan på distributionsnäts spänningar från avsnitt **Error! Reference source not found.**, kan man se att EV laddare vars kumulativa R_k/X_k kvot är låg kan kompensera mer för sin negativa påverkan på spänningen orsakad av P_{ffr}^k . Detta öppnar en intressant fråga om det skulle vara rättvist att be EV laddare att kompensera för sin påverkan på spänningen, eftersom detta också i hög grad beror på deras anslutningspunkt i elnätet som är reflekterat genom det kumulativa R_k/X_k kvoten.

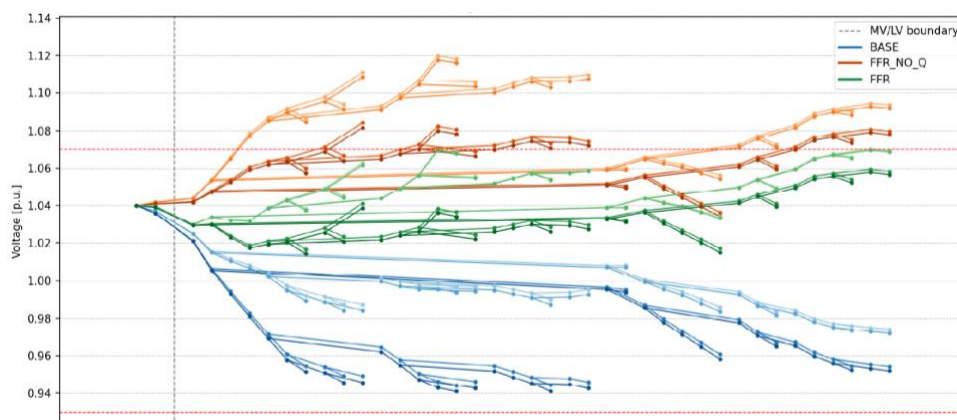
Tabell 5: Kompensation av spänningsökningen orsakad av FFR när central optimeringsbaserad ANM-metod används för beräkning av Q_{ffr}^k

EV kluster (nod)	$\frac{Q_{ffr}^k X_k}{P_{ffr}^k R_k} [\frac{pu}{pu}]$	$P_{ffr}^k [kW]$	$Q_{ffr}^k [kvar]$	$R_k [pu]$	$X_k [pu]$	R_k/X_k
EV1(10)	-0.090	110	-15.45	0.1595	0.1019	1.5653
EV2(5)	-0.139	50	- 8.75	0.7090	0.0564	1.2571
EV3(8)	-0.079	110	-12.80	0.1240	0.0837	1.4815
EV4(30)	-0.037	50	-5.45	0.5927	0.2007	2.9532
EV5(26)	-0.078	44	-5.50	0.3865	0.2426	1.5932
EV6(35)	-0.063	33	-5.50	0.5611	0.2137	2.6256

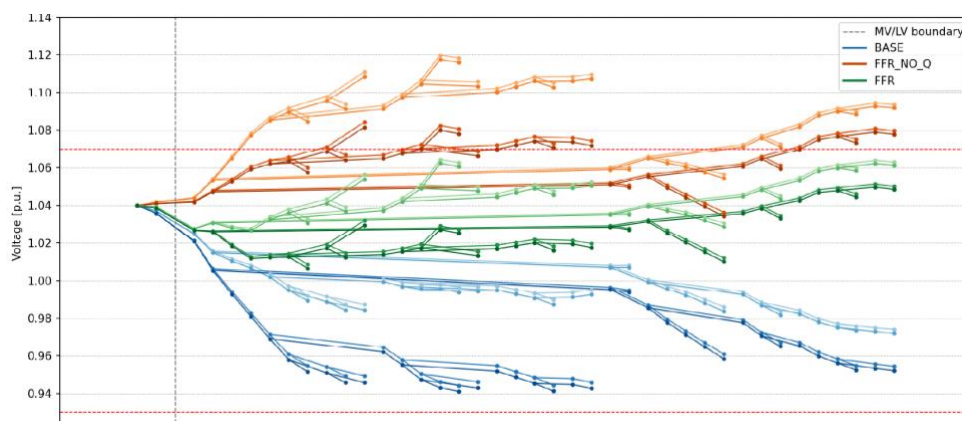
Tabell 6: Kompensation av spänningsökningen orsakad av FFR när lokala spänningskompensationsmetoden används för beräkning av Q_{ffr}^k

EV kluster (nod)	$\frac{Q_{ffr}^k X [pu]}{P_{ffr}^k R [pu]}$	$P_{ffr}^k [kW]$	$Q_{ffr}^k [kvar]$	$R [pu]$	$X [pu]$	R_k/X_k
EV1(10)	-0.209	110	-36.00	0.1595	0.1019	1.5653
EV2(5)	-0.262	50	-16.50	0.7090	0.0564	1.2571
EV3(8)	-0.224	110	-36.65	0.1240	0.0837	1.4815
EV4(30)	-0.112	50	-16.50	0.5927	0.2007	2.9532
EV5(26)	-0.207	44	-14.50	0.3865	0.2426	1.5932
EV6(35)	-0.1258	33	-10.90	0.5611	0.2137	2.6256

Medan analyser för andra timmar från tabell 4 kan hittas i masteruppsatsen [6], ges ett annat exempel på spänningsprofiler för timme 12 i Figur 11 och Figur 12. I likhet med resultaten från timme 4 kan man vid en jämförelse av dessa två figurer se att Q_{ffr}^k beräknat baserat på den lokala spänningskompensationsmetoden agerar mer aggressivt. Än mer intressant är att se de fyra profiler per fall (givna i samma färg) som representerar variationen av spänningsprofilen med variationen av driftsförhållanden (förbrukning och PV-generering) tenderar att vara mycket mer spridda. Detta beror på att både PV-generering och förbrukning är högre vid timme 12, så variationerna som anges i Tabell 4 har större påverkan på spänningsprofilen. I dessa fall blir användningen av SCOPF mycket viktig. Från Figur 11 kan man se att SCOPF-lösningen för Q_{ffr}^k lyckas flytta spänningsprofilerna från deras "orange" positioner till deras "gröna" positioner där alla gröna profiler ligger inom spänningsgränserna. Som en påminnelse motsvarar fyra olika spänningsprofiler per färg i Figur 11 fyra olika antagna variationer av driftsförhållanden (förbrukning och PV-generering) inom uppdateringsintervallet $[t_0, t_0 + \Delta T]$ av Q_{ffr}^k .



Figur 11: Spänningsprofiler för det analyserade systemet för varierande driftsförhållanden mellan timme 12 och 13 och för olika fall av FFR-försörjning (base_case, FFR_no_Q, FFR_Q_ANM)

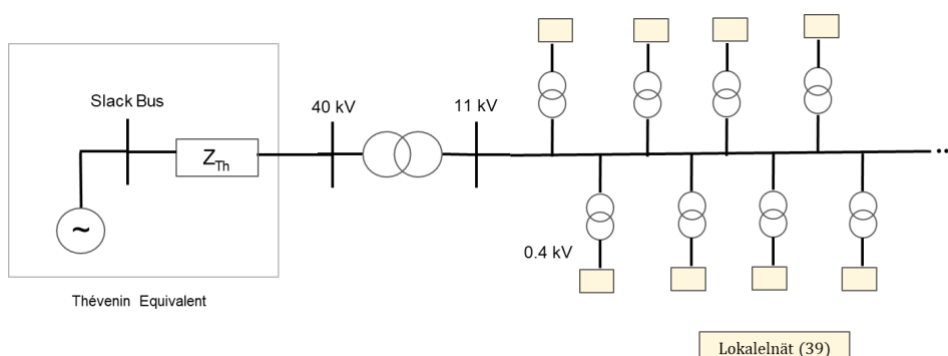


Figur 12: Spänningsprofiler för det analyserade systemet för varierande driftsförhållanden mellan timme 12 och 13 och för olika fall av FFR-försörjning (base_case, FFR_no_Q, FFR_Q_local)

4.2 FALLSTUDIE AV SVENSKT DISTRIBUTIONSNÄT

4.2.1 Beskrivning av fallstudie

Det andra analyserade elnätet är ett exempel på ett svenskt distributionsnät. Systemet som betraktas omfattar en distributionsmatarledning (som i sin tur är en del av ett större lokalnät som drivs av Ellevio med flera sådana ledningar). Systemet omfattar tre spänningsnivåer: 40 kV, 11 kV och 0,4 kV. 40 kV spänning transformeras först till 11 kV via en huvudtransformator. Denna 11 kV mellanspänningsledning förgrenas sedan till flera 0,4 kV lokala lågspänningsnät. Det finns totalt 39 sådana lokala lågspänningsnät, som vart och ett är anslutet till 11 kV-ledningen via en distributionstransformator som minskar spänningen till 0,4 kV. Totalt består systemet av cirka 1200 noder. En schematisk bild av elnätet visas i Figur 13.



Figur 13: Exempel på ett svenskt distributionsnät tillhandahållet av Ellevio

Systemet är värd för ett antal laster och PV-installationer. I det studerade systemet och för vår studie är 164 EV laddare på 11 kW anslutna enhetligt över 0,4 kV lågspänningsnätets noder. Den totala installerade effekten för alla laddare är cirka 1,8 MW. Även om syftet med denna studie inte var att fastställa det analyserade systemets kapacitet, är de 164 EV laddarna integrerade så att inga driftsgränser

(nät- och transformatorströmsgränser samt nodspänningsgränser) äventyras för något förutsett driftscenario. Informationen om driftscenarier har givits som timvisa tidsseriedata om aktiv effektproduktion och -förbrukning för varje nod i systemet under en period av ett år. Till exempel fastställdes det att, på grund av de lägre nominella effekterna för 11/0,4 kV-transformatorer, maximalt 8 EV laddare kan anslutas per lågspänningsnät. Med utgångspunkt i 8 EV per lågspänningsnät togs sedan iterativt EV bort tills alla systembegränsningar är uppfyllda för ett års registrerade timvisa driftscenarier. Det totala antalet EV laddare på 11 kW var vid slutet 164.

För att säkerställa att basspänningsprofilen (spänningsprofil utan FFR- försörjning) under det analyserade året (för vilket vi har mottagit tidsseriedata) håller sig inom spänningsgränserna har systemets lindningskopplarpositioner justerats. För denna fallstudie antas de nedre och övre spänningsgränserna vara 0,9 pu respektive 1,1 pu.

Det är värt att notera att eftersom denna studie huvudsakligen handlar om effekterna av störningar (skapade från FFR-tillförsel) på systemets driftssäkerhet, är det av intresse och vikt att först beakta de driftsförhållanden som är mer sårbara för sådana störningar. Tillförsel av FFR genom injektion av aktiv effekt i systemet kan främst resultera i överspänningar, så vi identifierar de driftsförhållanden där nettobelastningen i systemet redan är på miniminivåer. Från de tidsseriedata som nämns ovan identifierades den 4 juni 2024 som den dagen med den lägsta totala nettobelastningen i systemet under året, med många timmar på dagen med negativ nettobelastning. Som ett resultat av detta valdes denna dag för fallstudierna, och belastningar och PV-produktion i systemet skalades timvis enligt tidsseriedata för denna dag.

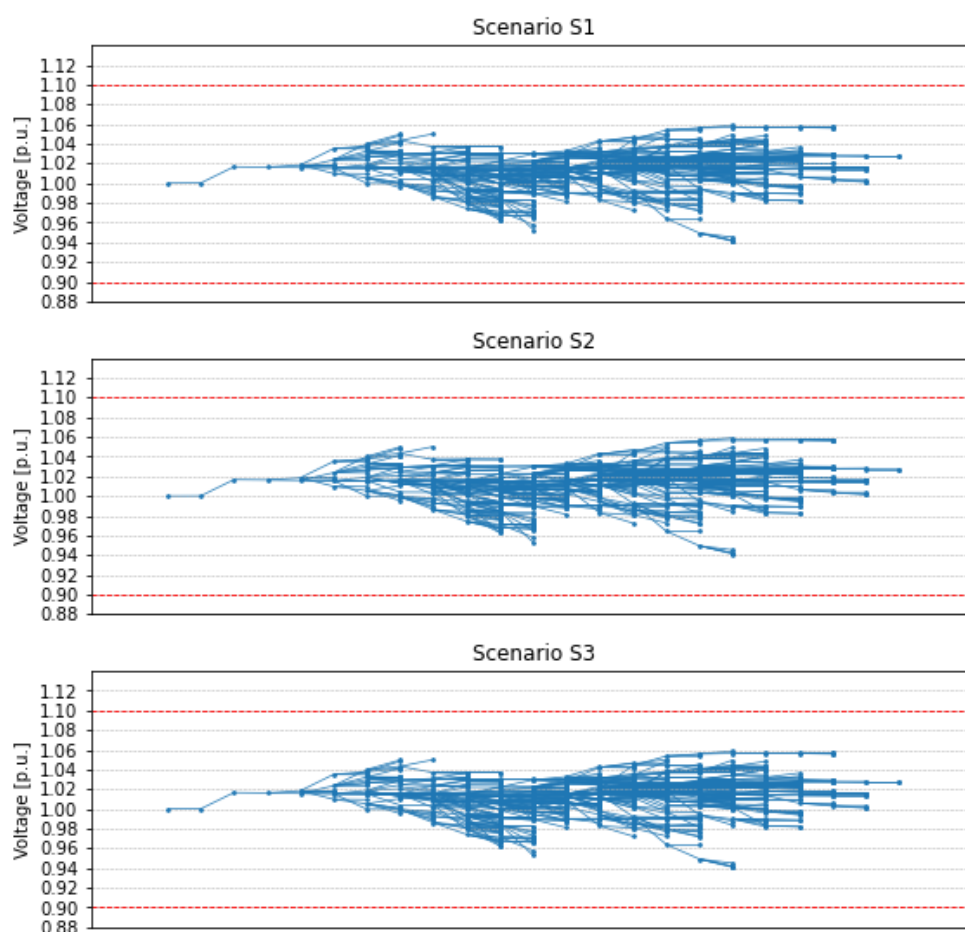
För att ta hänsyn till förändringar i driftsförhållandena under Q_{ffr}^k uppdateringsintervallet $[t_0, t_0 + \Delta T]$ antas tre scenarier för variation av förbrukning och PV-effekt och ges i Tabell 7. Under perioden ΔT följer alla laster och PV i elnät samma variationsmönster som beskrivs av scenariernas skalningsfaktorer i Tabell 7.

Tabell 7: Antagen variation av förbrukning och PV-effekt under uppdateringsintervallet $[t_0, t_0 + \Delta T]$ för fallstudie av ett svenskt distributionsnät

Scenario	laster skalning	PV skalning	kommentarer
S1	1.00	1.00	Base scenario
S2	1.00	1.10	Ökad PV generering
S3	1.00	0.9	Minskad PV generering/ möjlig PV skuggning

4.2.2 Resultat

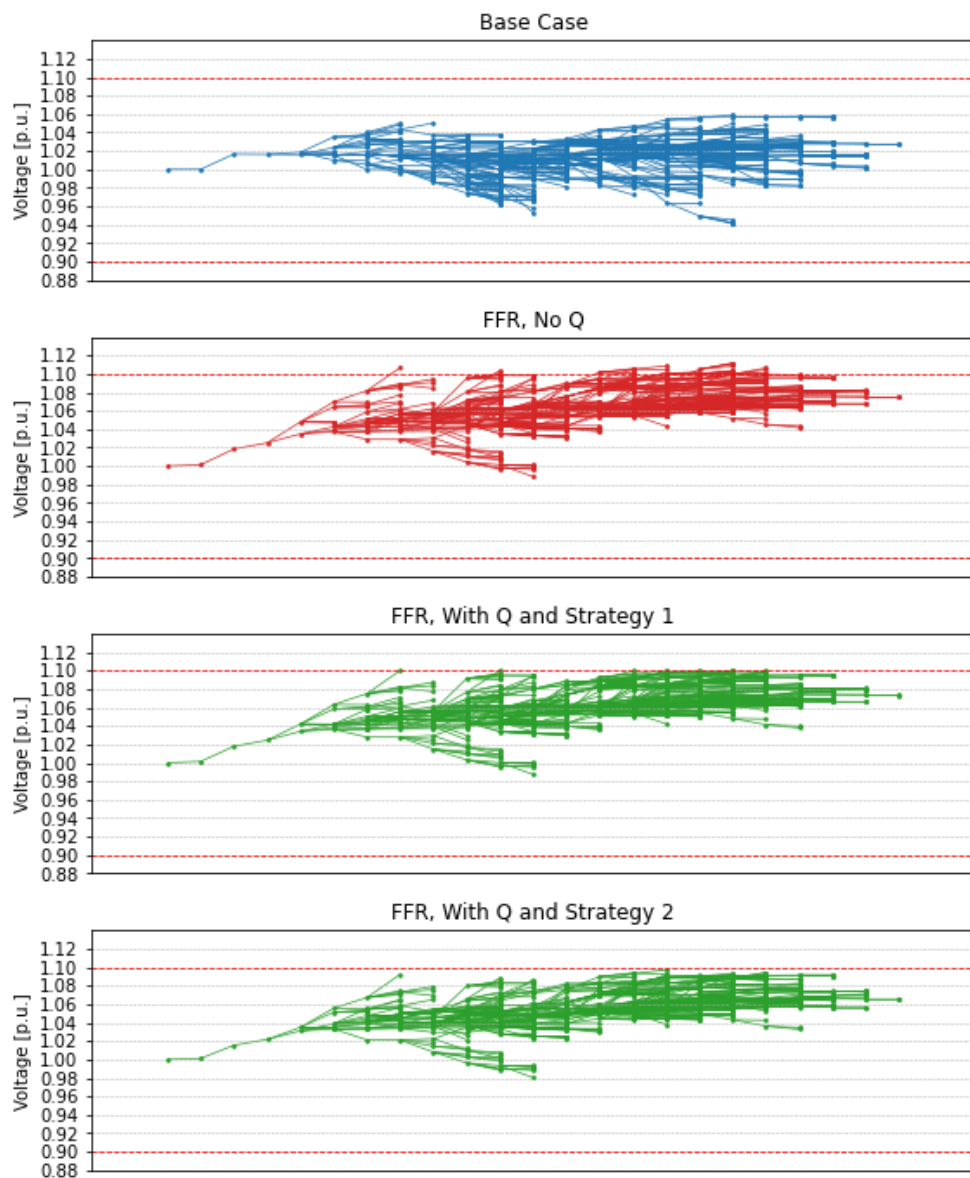
För den valda dagen, den 4 juni 2024, körs simuleringar under sex representativa timmar, precis som i den föregående fallstudien. Timmarna 4, 6, 10, 12, 19 och 21 för den givna dagen väljs för att studera systemets drift under varierande driftsförhållanden. Jämfört med den första fallstudien skalas inte förbrukning och generering enligt Tabell 4 utan istället enligt den verkliga driftstatistiken för den 4 juni 2024. Resultaten presenteras och diskuteras här i detalj för timme 12 där PV-generering i systemet är på runt 75% av maximala nivån, vilket gör systemet mer sårbart för överspänningar under FFR-tillförsel. Figur 14 visar spänningsprofilerna för basfallet och för de tre intratimmesscenerierna från Tabell 7.



Figur 14: Basspänningsprofiler för det andra fallstudieanalyserade elnätet och för varierande driftförhållanden (S1, S2, S3) mellan timmarna 12.00 och 13.00

Figur 15 presenterar spänningsprofilerna för de tre studerade fallen med FFR-tillförsel och Q_{ffr}^k -stöd, med fokus på scenariot "S2" för timme 12. Det kan observeras att jämfört med basfallet förskjuts spänningsprofilen för hela systemet (visas i rött i Figur 15) upp till en betydligt högre nivå för fallet med FFR-tillförsel och utan reaktivt effektförbrukning från EV laddare. Det finns dock bara ett litet antal noder i elnätet där spänningen ökar bortom den övre gränsen på 1,1 p.u. Med andra ord är spänningsöverträdelserna minimala för detta elnät när det finns FFR-

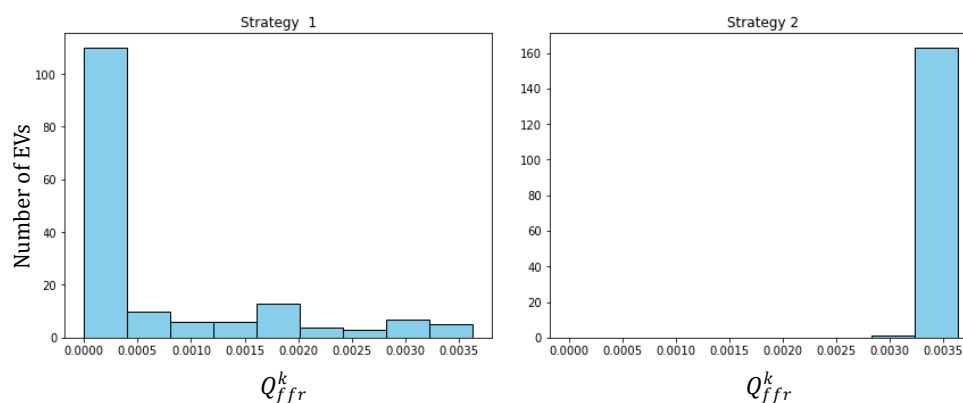
tillförsel. En viktig anledning till detta är att elnät har ganska låga termiska (ström) gränser, vilket resulterar i en minskad kapacitet för EV (mängd möjlig EV integration) i basfallet och därmed också den totala effekten på spänningssäkerheten när det finns FFR-tillförsel från EV.



Figur 15: Spänningsprofiler för Ellevios distributionsnät för driftscenario S2 och olika status för FFR-försörjning och reaktiv effektkompensation från EV: *base_case* - inget FFR-stöd och ingen förbrukning av Q_{ffr}^k ; *FFR, No Q* - EV stöder FFR och ingen förbrukning av Q_{ffr}^k ; *FFR, with Q and strategy 1* - EV ger FFR-stöd och förbrukar Q_{ffr}^k som beräknas baserat på en central optimeringsbaserad metod; *FFR, with Q and strategy 2* - EV ger FFR-stöd och förbrukar Q_{ffr}^k som beräknas baserat på den lokala spänningskompensationsmetoden

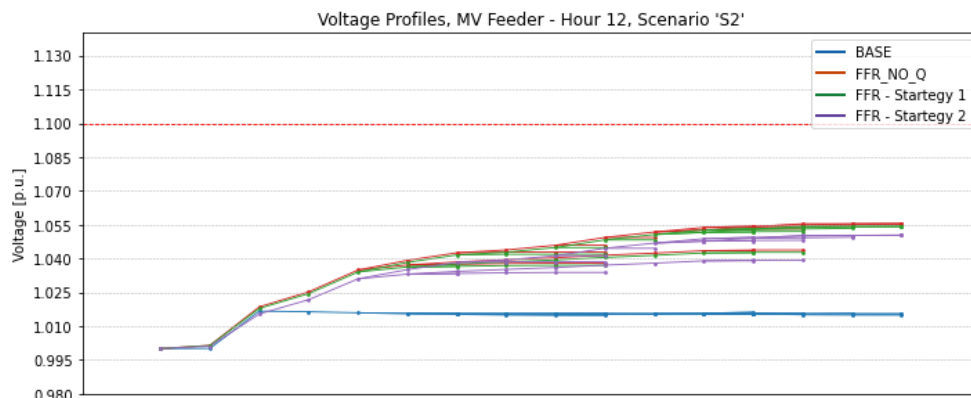
Det tredje och fjärde gröna diagrammet av spänningsprofilerna i Figur 15 motsvarar systemdriften med FFR-tillförsel från EV och samtidig förbrukning av reaktiv effekt Q_{ffr}^k av EV laddare. Det framgår att spänningen i båda fallen har

hållits inom driftgränserna (indikerade med streckade röda linjer). I likhet med Cigre fallstudie sänker Q_{ffr}^k spänningsprofilen bara för att hålla den under den högre spänningsgränsen på 1,1 pu när Q_{ffr}^k beräknas med den centrala optimeringsbaserade metoden. Den andra lokala spänningskompensationsmetoden beräknar Q_{ffr}^k för att helt kompensera för spänningsökningen orsakad av FFR från EV och agerar därför mer aggressivt. Detta kan ses som att den fjärde spänningsprofilen är något lägre än den tredje i Figur 15.



Figur 16: Fördelning av reaktiv effektförbrukning Q_{ffr}^k per EV för: **strategy 1** - Q_{ffr}^k beräknad med central optimeringsbaserad metoden; **strategy 2** - Q_{ffr}^k beräknad med lokala spänningskompensationsmetoden

Att Q_{ffr}^k (beräknat baserat på den lokala spänningskompensationsmetoden) kommer att vara högre och agera mer aggressivt för att undertrycka spänningsökningen orsakad av FFR ses också i histogrammet från Figur 16. Figur 16 visar fördelningen av Q_{ffr}^k -värden över olika EV laddare för både centraliserad optimeringsbaserad (Strategy 1) och lokal metod (Strategy 2). Det framgår att för den första metoden är den reaktiva effektförbrukningen för EV laddare betydligt lägre (129.34 kvar), medan i det andra fallet (594.55 kvar), när alla EV utom en förbrukar maximal reaktiv effekt. Det betyder att endast en EV kan kompensera med Q_{ffr}^k spänningsökningen orsakad av dess FFR tillförsel, medan övriga inte kan det. Den som EV som kan kompensera är placerad närmast 40kV/11kV transformatorn och har en kumulativ R_k/X_k kvot runt 0.26. Lägre R_k/X_k kvot innebär att EV k mer effektivt kan kompensera sin FFR-påverkan på spänningsprofilen med Q_{ffr}^k .



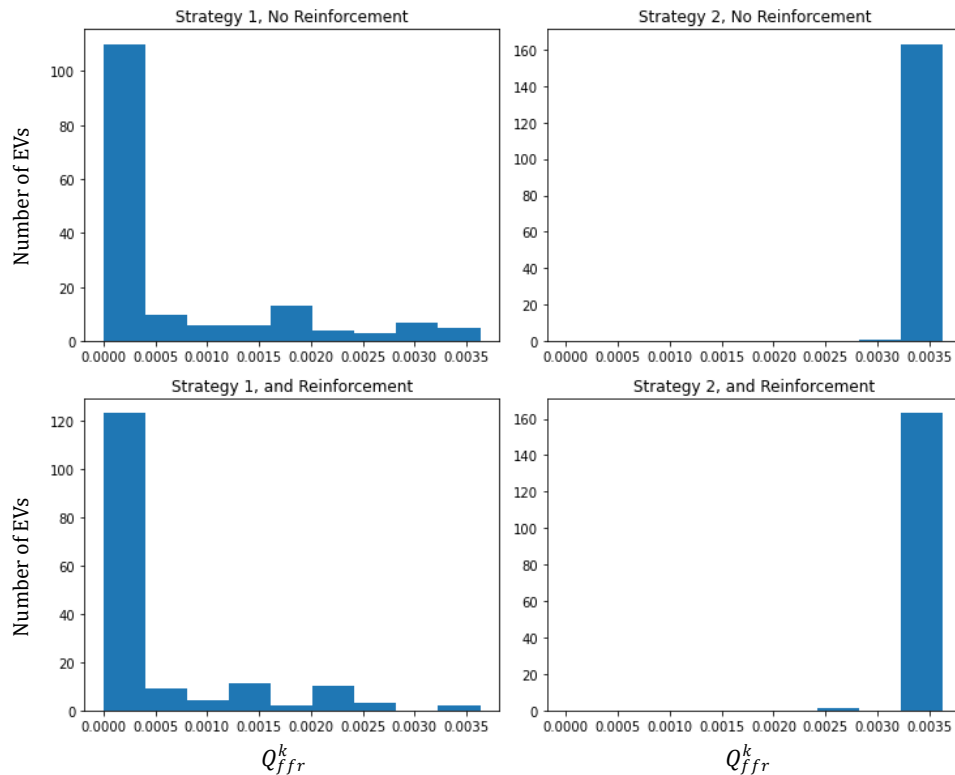
Figur 17 Spänningsprofiler för Ellevios mellanspänningsmatarledningen för driftsförhållanden S2 och olika status för FFR-försörjning och reaktiv effektkompensation från EV: *base_case - inget FFR-stöd och ingen förbrukning av Q_{ffr}^k ; FFR, No Q -EV stöder FFR och ingen förbrukning av Q_{ffr}^k ; FFR, with Q and strategy 1 - EV ger FFR-stöd och förbrukar Q_{ffr}^k som beräknas baserat på en central optimeringsbaserad metod; FFR, with Q and strategy 2 - EV ger FFR-stöd och förbrukar Q_{ffr}^k som beräknas baserat på den lokala spänningskompensationsmetoden;*

För att ytterligare utvärdera effektiviteten av att använda reaktiv effekt Q_{ffr}^k för att kompensera för spänningsökning orsakad av FFR från EV, analyseras spänningsprofilen för 11 kV-matarledningen separat. Figur 17 visar spänningsprofilen från den spänningsstyva punkten (Slack-nod) genom Thevenin-impedansen, 40 kV/11 kV-transformatorn och från nod 3, 11 kV-matarledningen. Det kan observeras att det högsta spänningsförändringen för alla fall sker över transformatorn. Det höga spänningssprånget orsakas främst av att transformatorns uttagsförhållande är inställt på 0,985. Vi kan dock också se att den reaktiva effekten Q_{ffr}^k har den största påverkan på spänningsändring när den flyter över transformatorn. Om spänningsprofiler för fall med olika förbrukning av Q_{ffr}^k jämförs kan man se att deras spänningsförändringshastighet skiljer sig mest i sektionen mellan nod 2 och 3 (motsvarande transformatorn). Liknande beteende har observerats i fallstudie 1, vilket bekräftar den teoretiska slutsatsen som diskuteras i avsnitt **Error! Reference source not found.** om påverkan av R/X -kvoten på spänningsprofilerna.

För att ytterligare undersöka R/X kvotens påverkan på spänningsprofilens förändringar utförs en liten nätförstärkningsstudie. De första fem ledningssegmenten (med början från 40/11 kV transformator) av en 11 kV-matarledning med ett tvärsnitt på 95 mm² har ersatts med tjockare kablar (tvärsnitt 120 mm²). Detta resulterade i lägre resistans hos dessa fem sektioner med cirka 20 %. Antagandet var att kablarnas reaktans och kapacitans inte kommer att förändras väsentligt med denna förstärkning. Effekten av förstärkningen på att minska behovet av reaktiv effektförbrukning Q_{ffr}^k för att hålla spänningen inne har utvärderats.

I Figur 18 presenteras fördelningen av Q_{ffr}^k förbrukningen över EV för två föreslagna metoder för att beräkna Q_{ffr}^k och för det ursprungligen betraktade och förstärkta 11 kV matarledningen. Total förbrukad reaktiv effekt av EV laddare för att innehålla spänningen under FFR-tillförsel ges i Tabell 8. Det framgår att den ovannämnda förstärkningseffekten på att hålla spänningsprofilen inom gränserna liknar en situation att förbruka extra 129.34 kvar – 83.03 kvar = 46.31 kvar av

reaktiv effekt $\sum Q_{ffr}^k$ från EV laddare när Q_{ffr}^k beräknas med hjälp av central optimeringsbaserad metod. Det betyder att onödiga dyra förstärkningar i detta fall kan undvikas genom att smart använda extra 46,31 kvar av reaktiv effekt från EV laddare.



Figur 18: Effekt av nätförstärkningen på fördelning av reaktiv effektförbrukning Q_{ffr}^k per EV för: strategy 1 - Q_{ffr}^k beräknad med central optimeringsbaserad metoden; strategy 2 - Q_{ffr}^k beräknad med lokala spänningskompensationsmetoden

Nätförstärkningen minskar inte förbrukningen av $\sum Q_{ffr}^k$ beräknad med den lokala metoden eftersom R/X kvoten är ganska hög i elnätet, och att mängden elnätförstärkning som behövs för att minska R/X tillräckligt så att EV kan kompensera för sin FFR-effekt på spänningsökningen är för hög.

Tabell 8: Effekt av nätförstärkningen på total förbrukad reaktiv effekt av EV laddare för att innehålla spänningen under FFR-tillförsel

	Fall	$\sum Q_{ffr}^k$ [kvar]
1	Strategy 1, Ingen nätförstärkning	129.34
2	Strategy 2, Ingen nätförstärkning	594.55
3	Strategy 1, med nätförstärkning	83.03
4	Strategy 2, med nätförstärkning	594.49

5 Diskussion

Resultaten från detta projekt visar att FFR-försörjning från EV kan orsaka betydande lokala spänningsproblem och att dessa spänningsproblem till viss del kan kompenseras av reaktiv effektförbrukning från samma EV laddare. Fallstudierna visade dock att den reaktiva effektens påverkan inte är betydande på spänningsprofilen. I våra fallstudier sänkte den reaktiva effektförbrukningen den totala spänningsprofilen med 2–3 %, medan ökningen på grund av FFR-försörjningen kunde gå långt över 10 %. Den dåliga effektiviteten i att styra spänningsprofilen med reaktiv effekt i lågspänningsdistributionsnät kan tillskrivas mycket höga R/X -kvoten i dessa elnät. Höga R/X kvoter innebär att aktivt effektförflöde påverkar spänningsprofilen mer än det reaktiva effektförflödet.

En annan orsak till dålig effektivitet är vårt antagande att EV laddare kan förbruka reaktiv effekt upp till 33 % av den nominella aktiva effekten. I verkligheten kan omriktare på kort sikt överbelastas från 20% till 40%, vilket innebär att gränserna för kortsiktig förbrukning av reaktiv effekt kunde ha satts till minst 66% av den nominella aktiva effekten. Detta skulle nära fördubbla effekten av reaktiv effekt på ett elnäts spänningsprofil.

Även med antagandet om högre gränser för reaktiv effekt för EV laddare kvarstår problemet med låg påverkan på spänningsprofilen på grund av hög R/X kvot. Att sänka ett distributionsnäts spänningsprofil skulle ge den bieffekt att distributionsnätet samtidigt riskerar dra en betydande mängd reaktiv effekt från det överliggande elsystemet. Även om detta beteende kan vara acceptabelt (till och med fördelaktigt) vid höga spänningsförhållanden i det överliggande systemet, kan det finnas situationer där uttag av reaktiv effekt från det överliggande systemet kan påverka spänningsstabiliteten negativt.

I det här projektet övervägde vi två olika strategier för att beräkna reaktiv effektförbrukning för EV laddare, vilka bör hålla spänningen inom gränserna under FFR-tillförsel. När det gäller att hålla distributionsnäts spänning inom driftsgränserna fungerade de två strategierna på liknande sätt. En central optimeringsbaserad metod fungerar dock mer effektivt, med betydligt mindre reaktiv effektförbrukning från EV och därmed mindre reaktiv effekt som dras från det överliggande systemet för att hålla distributionsnäts spänningar inom acceptabla gränser.

Även om den är mer aggressiv, följer den lokala spänningskompensationsbaserade metoden ett mer pragmatiskt sätt för att beräkna reaktiv effektförbrukning för EV laddare. Metoden beräknar den reaktiva effektförbrukningen Q_{ffr}^k enbart baserat på laddarens aktiva effekt och den kumulativa R/X kvoten från den spänningsstyva punkten. Den första har mätts lokalt och den andra har förberäknats baserat på laddarens anslutningspunkts placering i nätet. Den lokala spänningskompensationsmetoden kräver därför, jämfört med den centrala optimeringsbaserade metoden, inte betydande investeringar i kommunikationsinfrastrukturen. Därför är den lokala metoden lämplig för distributionsnät med mindre installerad kommunikationsinfrastruktur och där det inte finns några mål att investera i någon sådan, medan den centrala

optimeringsbaserade metoden bör övervägas för distributionsnät som redan genomgår sin omvandling till smarta nät.

I de fallstudier som vi beaktade antog vi att spänningsgränserna i distributionsnät skulle ligga mellan 0,93 pu och 1,07 pu för det första systemet och mellan 0,9 pu och 1,1 pu för det andra. Den reaktiva effektförbrukningen från EV laddare lyckades hålla spänningsprofilen inom dessa gränser för de analyserade fallstudierna. I praktiken kan dock distributionsnätoperatörer behöva begränsa dessa gränser ytterligare. För att förhindra dålig elkvalitet kanske operatören inte tillåter mer än 3 % kortsiktiga spänningsförändringar på någon nod. I detta fall skulle det inte vara möjligt att endast använda reaktiv effekt för att hålla spänningsförändringarna inom 3 %. För att göra det skulle mängden FFR-tillförsel behöva begränsas. FFR-tillförsel under lokala distributionsnätbegränsningar väcker många frågor relaterade till att upprätta en rättvis fördelning av FFR-volymer mellan kunder anslutna till samma distributionsnät. Detta är frågor som skulle behöva besvaras i framtiden.

6 Slutsatser

Projektets huvudmål var att undersöka hur stor påverkan FFR-tillförsel har på den lokala elnätspänningsprofilen och om och hur mycket denna påverkan kan minskas genom att samtidigt förbruka reaktiv effekt från EV laddare. För detta ändamål har två metoder för att beräkna nödvändig reaktiv effektförbrukning från EV laddare under FFR-tillförsel föreslagits:

1. Central optimeringsbaserad ANM metod och
2. Lokal spänningskompensation metod.

Den första metoden ger mer effektiva resultat för att hålla ett distributionsnätets spänningsprofil inom gränserna, men den kräver ett distributionsnät med utvecklad kommunikationsinfrastruktur, antingen i form av ANM-lösningar eller ett komplett smart elnät. Den andra metoden ger resultat som använder mer reaktiv effekt från EV laddare för att pressa ner spänningen inom gränserna, men den kan implementeras i elnät utan utvecklad kommunikationsinfrastruktur.

Utifrån de två fallstudierna och med hjälp av reaktiv effektkompensation från EV beräknad med de två ovannämnda metoderna var det möjligt att hålla spänningsprofilen inom de angivna gränserna under FFR-leverans. Emellertid var den reaktiva effektens effekt på att sänka spänningsprofilen inte så uttalad på grund av den höga R/X -kvoten i distributionsnätet och antagna reaktiva effektgränser för EV laddares omriktare. För att uppnå högre effekter av reaktiv effekt på spänningsprofilen under FFR-leverans kan gränserna för reaktiv effekt för EV laddare ökas. Detta kan dock resultera i ökat uttag av reaktiv effekt från de överliggande systemen, vilket kan orsaka andra problem relaterade till spänningsstabilitet. Därför skulle effekterna av föreslagna lösningar på de överliggande systemen behöva studeras noggrannare.

Projektresultaten pekar på att med en hög andel EV integrerade i systemet kommer distributionsnätoperatörer att uppleva utmaningar med att upprätthålla säker drift av systemet under FFR-tillförsel. Reaktiv effektförbrukning från EV laddare kan i viss mån hjälpa till men det kanske inte är tillräckligt för att begränsa stora spänningsprofilsökningar. I slutändan kan mängden FFR-tillförsel från EV behöva begränsas för att säkerställa att distributionsnätets drift förblir säker. På vilket sätt FFR-tillförseln skulle behöva begränsas och hur FFR-kapacitet bör delas mellan olika EV laddare på ett rättvist och tekniskt effektivt sätt återstår som en fråga för framtida projekt.

7 Referenslista

- [1] Regeringen, "Nationella Elektrifieringsstrategi," Svenska Regeringen, 2022.
- [2] M. Mattsson, "Dynamisk spänningsreglering från fördelningsstationens lindningskopplare," 2024.
- [3] SVT, "Elnätet för dåligt – Dennis på Rådmansö får inte koppla upp sina solceller," Stockholm.
- [4] Energimyndigheten, Profu, S. amd Power Circle, G. Universitet och Chalmers, "Ett elsystem för elfordon," 2023.
- [5] S. Ray, K. Kasturi, S. Patnaik och M. R. Nayak, "Review of electric vehicles integration impacts in distribution networks: Placement, charging/discharging strategies, objectives and optimisation models," *Journal of Energy Storage*, vol. 72, p. 108672, November 2023.
- [6] A. Fredén, "Secure Operation of Distribution Systems with EVs Providing FFR," KTH , Stockholm, 2025.
- [7] R. M. Kamel, M. Hashem, M. Ebeed och A. Ali, "Enhancing the reliability and security of distribution networks with plug-in electric vehicles and wind turbine generators considering their stochastic natures," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 39, p. 101439, September 2024.
- [8] Q. Li, R. Ayyanar och V. Vittal, "Convex Optimization for DES Planning and Operation in Radial Distribution Systems With High Penetration of Photovoltaic Resources," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, p. 985–995, July 2016.
- [9] M. A. Mejia, L. H. Macedo, G. Muñoz-Delgado, J. Contreras och A. Padilha-Feltrin, "Active distribution system planning considering non-utility-owned electric vehicle charging stations and network reconfiguration," *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 35, p. 101101, September 2023.
- [10] K. Christakou, M. Paolone och A. Abur, "Voltage Control in Active Distribution Networks Under Uncertainty in the System Model: A Robust Optimization Approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, p. 5631–5642, November 2018.
- [11] Z. Deng, M. Liu, H. Chen, W. Lu och P. Dong, "Optimal Scheduling of Active Distribution Networks With Limited Switching Operations Using Mixed-Integer Dynamic Optimization," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, p. 4221–4234, July 2019.
- [12] R. Hebin, G. Hongjun, L. Junyong och L. Youbo, "A Distributionally Robust Reactive Power Optimization Model for Active Distribution Network Considering Reactive Power Support of DG and Switch Reconfiguration," *Energy Procedia*, vol. 158, p. 6358–6365, February 2019.
- [13] J. C. López, P. P. Vergara, C. Lyra, M. J. Rider och L. C. P. da Silva, "Optimal Operation of Radial Distribution Systems Using Extended Dynamic Programming," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, p. 1352–1363, March 2018.
- [14] N. Patari, V. Venkataramanan, A. Srivastava, D. K. Molzahn, N. Li och A. Annaswamy, "Distributed Optimization in Distribution Systems: Use Cases, Limitations, and Research Needs," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 37, p. 3469–3481, September 2022.

- [15] E. Romero-Ramos och J. Riquelme-Santos, "Discussion on "Imposing Radiality Constraints in Distribution System Optimization Problems"," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, p. 568–568, February 2013.
- [16] R. Sadnan och A. Dubey, "Distributed Optimization Using Reduced Network Equivalents for Radial Power Distribution Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, p. 3645–3656, July 2021.
- [17] T. Soares, R. J. Bessa, P. Pinson och H. Morais, "Active Distribution Grid Management Based on Robust AC Optimal Power Flow," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, p. 6229–6241, November 2018.
- [18] J. Xiao, G. Zu, X. Gong och F. Li, "Observation of Security Region Boundary for Smart Distribution Grid," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, p. 1731–1738, July 2017.
- [19] B. Zhang, A. Y. S. Lam, A. D. Domínguez-García och D. Tse, "An Optimal and Distributed Method for Voltage Regulation in Power Distribution Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, p. 1714–1726, July 2015.
- [20] Z. Zhang, P. Li, H. Ji, J. Zhao, W. Xi, J. Wu och C. Wang, "Combined central-local voltage control of inverter-based DG in active distribution networks1," *Applied Energy*, vol. 372, p. 123813, October 2024.
- [21] G. Zu, J. Xiao och K. Sun, "Mathematical Base and Deduction of Security Region for Distribution Systems With DER," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, p. 2892–2903, May 2019.
- [22] S. A. Arefifar, Y. A.-R. I. Mohamed och T. H. M. EL-Fouly, "Comprehensive Operational Planning Framework for Self-Healing Control Actions in Smart Distribution Grids," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, p. 4192–4200, November 2013.
- [23] F. Shen, J. C. López, Q. Wu, M. J. Rider, T. Lu och N. D. Hatziargyriou, "Distributed Self-Healing Scheme for Unbalanced Electrical Distribution Systems Based on Alternating Direction Method of Multipliers," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, p. 2190–2199, May 2020.
- [24] S. A. Arefifar, M. S. Alam och A. Hamadi, "A Review on Self-Healing in Modern Power Distribution Systems," *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 11, p. 1719–1733, November 2023.
- [25] National Grid, "NGED Active Network Management Guidance," 2023.
- [26] P. Astero och L. Söder, "Improving Hosting Capacity of Rooftop PVs by Quadratic Control of an LV-Central BSS," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, p. 919–927, January 2019.
- [27] M. Behnke, W. Erdman, S. Horgan, D. Dawson, W. Feero, F. Soudi, D. Smith, C. Whitaker och B. Kroposki, "Secondary Network Distribution Systems Background and Issues Related to the Interconnection of Distributed Resources," National Renewable Energy Laboratory (NREL), July 2005.
- [28] B. Bayer, P. Matschoss, H. Thomas och A. Marian, "The German experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids," *Renewable Energy*, vol. 119, p. 129–141, April 2018.
- [29] E. Hillberg et al., "Active Network Management for All : ANM4L a collaborative research project," 2020.
- [30] Energimarknadsinspektionen, "Eifs 2018:2 - föreskrifter om fastställande av generellt tillämpliga krav för nätanslutning av generatorer," 2018.

- [31] CIGRÉ Task Force C6.04, "CIGRÉ Technical Brochure No. 575: "Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy sources", "International Council on Large Electric Systems (CIGRÉ), 2014.
- [32] J. Lazo och D. Watts, "Stochastic model for active distribution networks planning: An analysis of the combination of active network management schemes," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 191, p. 114156, March 2024.
- [33] S. Carr, G. C. Premier, A. J. Guwy, R. M. Dinsdale and J. Maddy, "Energy storage for active network management on electricity distribution networks with wind power," *IET Renewable Power Generation*, vol. 8, p. 249–259, 2014.

SÄKERHETSBEGRÄNSAD DRIFT AV DISTRIBUTIONSNÄT I SAMBAND MED UTVECKLING AV SMARTA NÄT

Digitalisering och fler elfordon (EV) och solceller (PV) introducerar nya utmaningar för distributionsnätets drift vilka återspeglas genom nya typer av störningar som t.ex. tillhandahållande av snabb frekvensreserv (FFR) från EV vilket resulterar i oacceptabla lokala överspänningar. Detta projekt syftar till att analysera om det är möjligt att förhindra kortsiktiga överspänningar på grund av lokal FFR-försörjning från EV genom att använda reaktiv effektförbrukning från samma EV. Två metoder för att beräkna EVs reaktiva effektförbrukning har föreslagits. Den första är en central optimeringsbaserad metod lämplig för distributionsnät med utvecklad IT-infrastruktur som kan ha aktiva nätstyrningslösningar och är på väg att omvandlas till smarta nät. Den andra lösningen baserar beräkningen av hur mycket reaktiv effekt från EV ska konsumeras enbart på lokal information tillgänglig vid anslutningspunkten för EVs laddare.

Båda föreslagna metoderna beräknade reaktiv effekt som kunde minska spänningsprofilen inom säkra gränser i utvalda fallstudier. Men i optimeringsbaserade metoden var EVs reaktiva effektförbrukning mycket lägre, jämfört med den lokala metoden. I praktiken kan ännu mindre kortsiktiga ökning av lokala spänningar tillåts än antaget i fallstudien vilket skulle kunna resultera i begränsade volymer av FFR som tillhandahålls av EV. Under dessa begränsningar kvarstår den framtida frågan hur man ska fördela denna begränsade volym av FFR mellan EV på ett ekonomiskt rättvist men också tekniskt effektivt sätt.

Ett nytt steg i energiforskningen

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

