

Sofia Jøssang Kerchaoui

Digital tvilling for storskala demonstrasjonsprosjekt vedrørende intelligente distribusjonsnett – med vekt på modellering av automatisk trinnkobler- og batteristyring i svake distribusjonsnett

Masteroppgave i energi og miljø

Veileder: Kjell Sand

Juni 2021

Sofia Jøssang Kerchaoui

Digital tvilling for storskala demonstrasjonsprosjekt vedrørende intelligente distribusjonsnett – med vekt på modellering av automatisk trinnkobler- og batteristyring i svake distribusjonsnett

Masteroppgave i energi og miljø
Veileder: Kjell Sand
Juni 2021

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for elkraftteknikk



Kunnskap for en bedre verden

Forord

Denne masteroppgaven er utarbeidet våren 2021, ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU), ved institutt for elkraftteknikk. Oppgaven har et omfang på 30 studiepoeng, og er skrevet som et avsluttende arbeid for den 2-årige mastergraden i Energi og Miljø.

Masteroppgaven er en del av IDE-prosjektet, som er et samarbeid mellom NTNU, syv nettselskaper, Epos Consulting og The Norwegian Smartgrid Centre, og er basert på en sammenkobling av demonstratorene AP3.1 og AP3.3, som Elvia har ansvar for.

Jeg ønsker først å rette en stor takk til min veileder, Kjell Sand, for konstruktive tilbakemeldinger, gode diskusjoner, og ikke minst oppmuntrende ord underveis i prosjektet. I tillegg vil jeg takke Anders Dalseg og Christopher Coello i Elvia for bistand med Netbas og AMS-data. Gjengen på lesesalen fortjener også en ekstra takk for motiverende ord og gode kaffepauser når dagene har vært lange. Selv om Covid-19 har satt et utvilsomt preg på studietiden min i Trondheim, er jeg svært takknemlig for læringen, opplevelsene og ikke minst vennskapene jeg får ta med meg videre i livet. Jeg kan med trygghet si at jeg aldri ville vært foruten.

Til slutt ønsker jeg å takke mine foreldre, som har hatt troen på meg, og støttet meg gjennom hele utdanningsløpet i tider hvor jeg har mistet litt troen på meg selv. Jeg hadde aldri klart dette uten dere.

Trondheim, juni 2021

Sammendrag

Denne masteroppgaven er en studie av hvordan nettbatterier og hurtige trinnkoblere kan bidra til å løse spenningsutfordringer i et lavspent distribusjonsnett med stort spenningsfall og lav kortslutningsytelse. Teknologiene har sammen, og hver for seg, blitt uttestet ved bruk av digitale simuleringer i et av Elvias nettområder. Det aktuelle nettområdet er modellert i simuleringsverktøyet DIgSILENT PowerFactory, hvor reelle nettdata og AMS-data er hentet ut fra NIS-systemet NetBas. Simuleringsmodellen skulle dermed representere en digital elektrisk tvilling for det gjeldende nettområdet.

Oppførselen til et energilagringssystem har blitt undersøkt, med fokus på testing av styringsstrategier for et batterisystem med regulering av forbruk og produksjon av aktiv effekt. I tillegg har det blitt studert hvordan spenningsregulering, ved bruk av hurtige trinnkoblere, kan være en aktuell løsning for å sikre tilfredsstillende spenningsnivå hos nettkunden i henhold til Forskrift om leveringskvalitet.

For å identifisere nytten av nettbatteri og trinnkobler i det aktuelle nettområdet, ble tre ulike caser studert: Det første caset fokuserte på å finne frem til optimale målinger/reguleringsinnstillinger for styring av tilkoblet nettbatteri ved bruk av kvasi-dynamiske lastflytanalyser. I det andre caset skulle også optimale målinger/innstillinger for styring av trinnkobleren etableres, samt teste ut trinnkoblernes innvirkning på nettspenningen simulert over ett døgn. I det siste caset ble det testet ut en kombinasjon av trinnkobler og nettbatteri i det aktuelle nettområdet.

Resultatene viste at automatisk spenningsregulering med trinnkobler ble det beste alternativet for det spesifikke nettområdet, for å oppnå tilfredsstillende spenningskvalitet. Med målepunkt ute på radialen, ble laveste spenning i nettet den gjeldende dagen simulert til 0.92 p.u., som tilsvarer 211.6 V. Nettbatteriet bidro også til god spenningsstøtte i tidsrommet det var behov for det, men som et resultat av batteriets opplading, ble laveste spenning i symmetriske simuleringer estimert til 207 V klokken 15:00. Siden høy usymmetri i nettet ble identifisert for det gjeldende nettområdet i prosjektoppgaven, er 207 V, som er innenfor FoL, ikke vurdert til å være tilstrekkelig siden det i simuleringen ikke er tatt hensyn til usymmetri. Tilførsel av effekt i nettet fra nettbatteriet ble imidlertid vist til å være en bidragsyter for å redusere belastning på linjer i nett som er utsatt for stort spenningsfall og lav kortslutningsytelse. Kombinasjonen av trinnkobler og nettbatteri i samme nettområde, førte til at trinnkobleren utførte færre omkoblinger i løpet av døgnet, samtidig som at batteriet brukte mindre av sin kapasitet. På denne måten ble det vist at de to teknologiene kombinert, kan dra nytte av hverandre i form av reduksjon av iverksettingshyppighet for trinnkobleren og begrensning i batteriets bruk av kapasitet.

Abstract

This master's thesis is a study of how battery energy storage systems (BESS) and on-load tap changers (OLTC) can contribute to solving voltage challenges in a low-voltage distribution network with large voltage drop and low short-circuit performance. The technologies have been tested together, and separately, using digital simulations in one of Elvia's existing grid areas. The relevant power grid is modeled in the simulation tool DIgSILENT PowerFactory, where real grid data and smart electricity meter data are extracted from the electrical analysis system NetBas. The simulation model should thus represent a digital electric twin for the existing grid.

The behavior of the BESS has been investigated, with focus on testing management strategies for a battery system with regulation of consumption and production of active power. In addition, it has been studied how voltage regulation, using OLTC, can be a relevant solution to ensure a satisfactory voltage level for the grid customer in accordance with the Norwegian PQ code.

To identify the usefulness of the BESS and the OLTC in the relevant grid, three different cases were studied: The first case focused on finding optimal measurements/regulation settings for controlling the connected BESS using quasi-dynamic load flow analyzes. In the second case, optimal measurements/settings for controlling the OLTC were also established, as well as testing the impact of the OLTC on the grid voltage simulated throughout the day. In the last case, a combination of OLTC and BESS in the grid was tested.

The results showed that automatic voltage regulation with OLTC became the best option for the specific grid to achieve satisfactory voltage quality. With a measuring point located on the radial, the lowest voltage in the grid on the current day was simulated at 0.92 p.u., which corresponds to 211.6 V. The BESS also contributed to good voltage support during the time it was needed, but as a result of the battery charging, the lowest voltage in the symmetrical simulations became 207 V at 03:00 pm. Since high voltage asymmetry was identified for the specific grid in the project assignment, 207 V, which is within the voltage limits in the Norwegian PQ code, is not considered to be sufficient. This is because voltage asymmetry has not been taken into account in the simulations. However, the supply of power to the grid from the BESS was shown to be a contributor to reducing the load on lines in grid areas that are exposed to large voltage drops and low short-circuit performance. The combination of OLTC and BESS in the same grid led to the OLTC performing fewer tap changes throughout the day, at the same time as the BESS used less of its capacity. In this way, it was shown that the two technologies combined can benefit from each other in the form of reducing the number of tap operations of the OLTC and limiting the BESS's use of capacity.

Innholdsfortegnelse

Forord	i
Sammedrag	ii
Abstract	iii
Terminologi	vii
Figurliste	ix
Tabelliste	xiii
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Formål og problembeskrivelse	1
1.3 Avgrensninger	2
1.4 Tidligere arbeid	2
1.5 Rapportens oppbygging	2
2 IDE-prosjektet	4
2.1 Virtuelt nettselskap som logisk sammenkobling	4
2.2 Demonstratorene i IDE-prosjektet	5
2.2.1 Automatisk spenningsregulering for fordelingstransformatorer (AP3.1)	5
2.2.2 Nettbatterier, fjernstyrte effektbrytere og styringssystem (AP3.2)	5
2.2.3 Nettbatterier og bilaterale avtaler for forbrukerfleksibilitet (AP3.3)	6
2.2.4 Avansert løsning for selvhelende nett (AP3.4)	6
2.3 Digital tvilling tilknyttet IDE-prosjektet	6
3 utfordringer ved dagens- og fremtidens distribusjonsnett	8
3.1 Leveringspålitelighet og spenningskvalitet	8
3.1.1 Langsomme spenningsvariasjoner	8
3.1.2 Spenningsprang og kortvarige over- og underspenninger	8
3.1.3 Usymmetri	9
3.2 Kortslutningsytelse	10
3.3 Tradisjonelle tiltak for forbedring av spenningskvalitet i nettet	11
3.3.1 Nye linjer og kabler	11
3.3.2 Kondensatorbatterier	11
3.4 Nye alternativer for bedring av spenningskvalitet	12
3.4.1 Energilagring	12
3.4.2 Effektutjevning	12
3.4.3 Spenningsregulering med transformatortrinning	13
4 Nettbatterier og styring	14
4.1 Hvorfor er det blitt et økende behov for nettbatterier?	14
4.2 Litium-Ion-batterier	15
4.3 Batteriprinsipper	15
4.3.1 Ideelle batterier og kapasitet	15
4.3.2 Oppladning, utladning og lagringstid	16
4.3.3 SoC og DoD	16
4.3.4 Aldring og energiforringelse	17
4.3.5 Temperaturavhengighet	18
4.3.6 Tap relatert til opplading og utlading	18
4.4 Prosjektering av nettbatterier	19
4.5 Batteristyring	21

5	Transformatortrinng og trinnkoblerstyring	23
5.1	Last- og trinnkoblere	23
5.2	Ecosmart transformator og trinnkoblere	26
5.3	Trinn-/Lastkoblere bidrag til løsning av spenningskvalitetsproblemer	27
5.4	Trinnkoblerstyring	28
6	Modellering av demokrets	30
6.1	NetBas	30
6.1.1	Tilstandsanalyse av nettområdet	31
6.2	Modellering i DlgSILENT PowerFactory	31
6.2.1	Forutsetninger tilknyttet modellen	32
6.2.2	Aktuelle komponenter og endelig modell	32
6.2.3	Tilegning av lastkurver som tidskarakteristikker	35
6.2.4	Modellering av batterisystem	36
6.2.5	Batteriets kontrollsystem	36
6.2.6	Aktuell batteripakke i forbindelse med IDE-prosjektet	41
6.2.7	Forutsetninger og begrensninger tilknyttet batterisystemet	42
6.2.8	Modellering av transformator med trinnkoblere	42
6.2.9	Modellering av trinnkoblere kontrollsystem	43
7	Presentasjon av modell i DlgSILENT PowerFactory	46
7.1	Modellen	46
7.2	Nettområdets last- og spenningsprofil	46
7.3	Linje- og kabelbelastninger	48
7.4	Caseoversikt	49
8	Case 1: Simuleringsmodell med nettbatteri	51
8.1	Metode	51
8.1.1	Aktuelle målepunkt	52
8.2	Case 1.1: Regulering av nettbatteri ved bruk av målepunkt 1	53
8.2.1	Uten lading	54
8.2.2	Med lading	57
8.3	Case 1.2: Regulering av nettbatteri ved bruk av målepunkt 2	59
8.3.1	Belastning på linjer og kabler	63
8.4	Tilleggs-case: Analyse med konstruert spenningsdipp ved bruk av målepunkt 2	64
8.5	Oppsummering og diskusjon	69
9	Case 2: Simuleringsmodell med endring av trinnstilling i fordelingstransformator	71
9.1	Metode	71
9.2	Case 2.1: Målepunkt ved transformator	72
9.3	Case 2.2: Målepunkt ute i nettet	73
9.3.1	Etablering av målepunkt	73
9.3.2	Samleskinne 5 som målepunkt	76
9.4	Oppsummering og diskusjon	78
9.4.1	Sammenligning	78
10	Case 3: Kombinasjon av trinnkoblerstyring og batteristyring	80
10.1	Metode	80
10.2	Case 3.1: Batteriinnvirkning og endring av trinnstilling med samleskinne 5 som målepunkt	80
10.3	Case 3.2: Batteristøtte kun når kortvarige underspenninger inntreffer	83
10.4	Case 3.3: Effekttjevning med nettbatteri sammen med effektbidrag på kortvarige underspenninger/spenningsdipper	85
10.5	Oppsummering og diskusjon	86
11	Diskusjon	87
11.1	Casene	87
11.2	Modellen	88
12	Konklusjon	90

13 Videre arbeid	92
Referanseliste	93
Vedlegg A Lastprofiler	1
Vedlegg B Demokrets i DIgSILENT PowerFactory	6
Vedlegg C DIgSILENT PowerFactory DPL kode	7
Vedlegg D Underlagsdata	11
Vedlegg E Linjebelastninger	16
Vedlegg F Last og spenning i NetBas	19
Vedlegg G Prosjektrapport	21

Terminologi

Alminnelig forsyning

Alminnelig forsyning omfatter elektrisitetsforsyningen til alle forbrukere i kraftnettet, med unntak av kraftkrevende industri.

C-rate

C-rate betegner hvor stor effekt batteriet lades ut med, referert til nominell kapasitet. 1C-rate er strømmens verdi ved konstant utladning av batteriet på én time. 2C-rate tilsvarer en utladning på 0,5 timer, mens 0,5C-rate betegner en utladning på 2 timer. Et batteri med nominell kapasitet på 10 kWh som skal levere 20 kW, vil lades ut med 2C strøm på en halv time. Batterileverandøren oppgir som regel maksimal C-rate for bruk.

Depth of Discharge (DoD)

Depth of Discharge (DoD) er andelen energi som er brukt i forhold til nominell kapasitet. Dersom SoC er 60 %, vil DoD være 40 %.

Digital tvilling

En digital tvilling betegnes som en virtuell representasjon an en fysisk virkelighet. I denne oppgaven omfatter det en simuleringsmodell som er bygget etter reelle data.

Dødbånd

Dødbåndet definerer differansen mellom en øvre- og nedre grense, hvor verdien innenfor grensene ikke vil iverksette en endring i systemet. Dersom signalet er innenfor dødbåndet, vil ikke det henviste systemet reagere, og dermed gjøre endringer.

Forbrukerfleksibilitet

Forbrukernes mulighet og vilje til å endre strømforbruket ut fra situasjonen i nettet [1].

State of Charge (SoC)

State of Charge (SoC) er mengden tilgjengelig ladning, relativt til den nominelle kapasiteten. Med andre ord betegner det hvor mange prosent energi det er igjen på batteriet.

Transiente overspenninger

Definisjon fra Forskrift om Leveringskvalitet: Høyfrekvente eller overfrekvente overspenninger med varighet normalt innenfor en halvperiode (10 ms). Stigetiden kan variere fra mindre enn ett mikrosekund til noen få millisekunder.

Forkortelser

AI Artificial Intelligence (Kunstig intelligens)

AMS Avansert måle- og styringssystem

AR Augmented Reality (Utvidet virkelighet)

BESS Battery Energy Storing System

DG Distributed Generation

FoL Forskrift om leveringskvalitet

IDE Intelligent distribusjon av elektrisitet

IoT Internet of Things

KILE Kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi

SoC State of Charge (Batterinivå)

Figurliste

2.1	Beskrivelse av og sammenheng mellom de ulike arbeidspakkene i IDE-prosjektet [3].	4
3.1	Eksempel på usymmetri mellom fasespenninger, hvor både effektivverdi og faseforskyvning avviker fra hverandre [9].	9
3.2	Grafisk fremstilling av hvordan batteri kan bidra til reduksjon av effekttopper. Ev.: P_{max} overskrider grensen P_s . Effekttoppen blir deretter redusert av batteriet slik at $P_{max} = P_s$ [16].	13
4.1	Thevenin-ekvivalent for et ideelt batteri [21].	15
4.2	Utladnings- og ladegrenser som en funksjon av temperaturen [27].	18
4.3	Ulike måter et nettbatteri kan være lønnsomt på [31].	19
4.4	Illustrert spenningsprofil i en lavspent-radial uten batteri (blå) og med batteri (grønn). Batteriet er plassert i et knutepunkt mest mulig nært kundene med spenningsutfordringer.	20
4.5	Bestanddelene i et batterisystem [29].	20
5.1	Mekanisme for lastkobler som anvender resistanser (A og B) til omkobling [35].	24
5.2	Eksempel av lastkobler med vakuumbryter.	25
5.3	Mekanisme for trinnkobler [38].	26
5.4	Eksempel på hvordan regulering av raske svingninger i spenningen kan bidra til redusert effektforbruk.	27
5.5	Reguleringsalgoritme for trinnkobler når samleskinnespenning er målt i en fase, basert på [41].	28
6.1	Nettskjema i NetBas.	30
6.2	Nettskjema med tilhørende linje- og kabelverrsnitt.	31
6.3	Grunnmodell i DiGSILENT Powerfactory. Modell med større oppløsning er gitt i Vedlegg B.	34
6.4	Lastkurver for et døgn med ulik oppløsning. Blå kurve er last per time. Gul kurve er i 15-minuttersintervaller.	35
6.5	Illustrert forklaring av hvorfor fortegn for parameteren $P_{StartStore}$ og $P_{FullStore}$ må endres når effektflyten til batteriet er ensrettet.	39
6.6	Forenklet rammeverk/flytskjema for illustrering av batteriets virkemåte.	39
6.7	Effektflyt til og fra batteri i nettet.	40
6.8	Illustrasjon av hvordan grensene for $P_{StartFeed}$ (oransje) og $P_{StartStore}$ (grønn) kan settes. Nettbatteriet vil mate effekt inn i nettet når målt effekt er høyere enn $P_{StartFeed}$, og lade når målt effekt er lavere enn $P_{StartStore}$	41
6.9	Transformator med trinnkobler i PowerFactory. Tallet til høyre for transformatoren viser gjeldende trinnstilling.	42

6.10	Illustrasjon rammeverket for trinnkoblerens kontrollsystem. "u" representerer spenningsmålingen som blir sendt til kontrollsystemet. "tap" er ønsket trinnstilling det skal omkobles til i transformatoren.	43
6.11	Kontrollsystem for tilegning av spenningsgrenser og referansepunkt for trinnkobleren i PowerFactory.	44
7.1	Modell med nettbatteri i DigSILENT PowerFactory. Figuren med større oppløsning er gitt i Vedlegg B.	46
7.2	Lastkurve for hele nettet 27. februar. Størst last på 306.3 kW inntreffer klokken 05:00.	47
7.3	Minimumspenning for det gjeldende nettområdet 27. februar. Laveste spenning er simulert til 0.88 p.u. klokken 06:00.	47
7.4	Laveste spenning i nettet målt av AMS 27. februar 2020. AMS-data er referert til CET. Spenningen vises derfor som tidsforskjøvet en time i forhold til norsk vintertid (CET+1).	48
7.5	Linje- og kabelbelastninger på den lengste radialen over det gjeldende døgnet.	49
8.1	Generelt flytskjema for valg av målepunkt til nettbatteriet. I denne rapporten skal to målepunkt studeres.	51
8.2	Aktuelle målepunkt for nettbatteriet, hvor de blå nummererte sirklene markerer målepunkt 1 og 2. Rød sirkel markerer det aktuelle nettbatteriet.	53
8.3	$P_{measured}$ for målepunkt 1. De gule linjene indikerer hvor effektgrensene $P_{StartFeed}$ og $P_{FullFeed}$ kan settes for å oppnå en utjevning av lasttoppene.	54
8.4	Spenning over samleskinne 7 før og etter effektstøtte fra batteri, sammen med batteriets effektbidrag.	55
8.5	SoC med innkoblet batteri.	56
8.6	$P_{measured}$ for målepunkt 1 når lading også skal inkluderes. De gule linjene ($P_{StartStore}$ og $P_{FullStore}$) representerer når batteriet skal mate effekt inn i nettet. Den blå linjen $P_{StartStore}$ representerer når batteriet skal starte opplading.	57
8.7	Spenning over samleskinne 7 før og etter effektstøtte fra batteri, sammen med batteriets effektbidrag. Batteriets aktive effekt blir negativ når det lader.	58
8.8	SoC med innkoblet batteri, når batteriet også skal lades. Ladingen av batteriet gir en økning på 10 % av gjenværende batterikapasitet.	59
8.9	Sammenligning av hvordan effektvariasjon nær fordelingstransformator bedre gjengir spenningsvariasjonen i nettet, enn effektvariasjonen ved nettbatteriets lokasjon. Rød linje er multiplisert med ti for å kunne gjengis i samme diagram.	60
8.10	$P_{measured}$ med gjeldende grenser for lading og utlading av batteriet.	60
8.11	Effektkurve for batteriet når målepunktet er innerst på radialen. Batteriet forsyner med 10 kW mellom klokken 05:43 og 07:36 som følge av at målt effekt er over 73 kW.	61
8.12	Batteriets SoC-kurve når målepunktet er innerst på radialen.	62

8.13	Sammenligning av laveste nettspenning før og etter effektbidrag fra nettbatteriet. Tilkoblingen av batteriet fører til at høyeste spenning blir målt til 0.97 p.u. klokken 07:00, og laveste spenning blir målt til 0.9 p.u. klokken 15:00.	62
8.14	Lastvariasjon med to konstruerte spenningsdipper. Denne lastvariasjonen er helt uavhengig av tidligere caser, og satt sammen av fiktive data.	64
8.15	Lastvariasjon ($P_{measured}$) over det respektive døgnet i målepunkt 2.	65
8.16	Minimal spenning ytterst på radialen. Spenningen måles til 0.81 i time 3 og 15, når spenningsdippene inntreffer. Rød linje på 0.9 p.u. tilsvarende nedre grense for FoL (207 V).	65
8.17	Minste spenning før og etter simulering av de ulike forsyningssituasjonene. Grafene er forsøkt differensiert ved hjelp av farger og tykkelse på linjene.	67
8.18	Batterieffekten for de ulike forsyningssituasjonene. B2 bruker opp hele batterikapasiteten før kl 09:00. Batteriet slutter derfor å forsyne på det gjeldende tidspunktet som følge av dette.	68
8.19	SoC-karakteristikk for de ulike forsyningssituasjonene.	69
9.1	Spenningsprofiler for alle samleskinnene i nettområdet.	72
9.2	Trinnstilling ved transformatoren når målepunktet er på transformatorens sekundærside. Trinnkobleren vil holde nøytral posisjon som følge av at spenningen er innenfor dødåndet hele dagen.	73
9.3	Oversikt av de aktuelle målepunktene for trinnkobleren.	74
9.4	Resultat etter trinning med samleskinne 6 som referanse. Spenningen på lavspenningen av fordelingstransformatoren (LV) overstiger 1.1 p.u.	75
9.5	Resultat etter trinning med samleskinne 5 som referanse. Spenningen holdes innenfor 0.9 og 1.1 p.u.	75
9.6	Resultat etter trinning med samleskinne 4 som referanse. Trinnstilling vedvarer i 0.	75
9.7	Spenningsfall i time 6 over samleskinnene på den lengste radialen. De stiplede linjene viser hvordan spenningen blir etter trinning av fordelingstransformatoren.	76
9.8	Endring av trinnstilling med samleskinne 5 som målepunkt. Trinnstilling blir endret til -1 når time 1 inntreffer, og deretter til -2 i time 6.	77
9.9	Laveste spenning i nettet før og etter trinning, med samleskinne 5 som målepunkt.	77
9.10	Sammenligning av laveste spenning i nettet etter spenningsregulering med trinnkobler og spenningsstøtte med nettbatteri.	79
10.1	Spenning før og etter både trinnkobler og batteri iverksettes.	81
10.2	Batteriets aktive effekt over det gjeldende døgnet.	81
10.3	Gjeldende trinnposisjon over det gjeldende døgnet. Når batteriets nominelle tilførselseffekt er 3 kW, vil trinnposisjon endres til -2 klokken 07:00.	82
10.4	Endring i SoC når P_{feed} er lik 3 kW, 5 kW og 10 kW.	82

10.5 $P_{measured}$ for det gjeldende caset. De røde linjene representerer på hvilket tidspunkt transformatoren skal trinnes, og hvilken trinnstilling det skal endres til.	83
10.6 Spenning og batterieffekt over det gjeldende døgnet når transformatoren trinnes og batteriet er tilkoblet.	84
10.7 SoC-karakteristikk når batteriet kun tilfører effekt når spenningsdippene inntreffer.	84
10.8 Spenning og batterieffekt etter bidrag fra batteri og trinning av transformator. Blå kurve representerer spenning, og oransje kurve representerer batterieffekt.	85
10.9 SoC-kurver for case 3.3 og 3.2.	85

Tabelliste

3.1	Prosentvis fordeling av kortslutningsytelse hos norske sluttbrukere [12].	11
5.1	Relevante data for trinnkobler tilhørende transformator av type EcoSmart. . . .	26
6.1	Beskrivelse av aktuelle komponenter som er benyttet for modellering av nettområdet.	33
6.2	Parametre med forklaring tilhørende batteriets kontrollsystem.	37
6.3	Relevante data fra batteripakken PowerShaper levert av Pixii.	41
6.4	Grunnleggende transformatordata benyttet i modellering av gjeldende fordelingstransformator.	42
7.1	Oversikt over aktuelle caser med enkel beskrivelse.	50
8.1	Aktuelle parametre for batterisystemet tilknyttet case 1.1.	54
8.2	Sammenligning av prosentvis høyeste times-belastning av linjer og kabler langs hovedradialen med og uten tilknyttet batteri.	56
8.3	Innstilling for batteriparametre når batteriet også skal lades.	57
8.4	Sammenligning av prosentvis høyeste times-belastning av linjer langs hovedradialen med og uten tilknyttet batteri.	59
8.5	Innstilling for batteriparametre.	61
8.6	Sammenligning av prosentvis høyeste times-belastning av linjer og kabler langs hovedradialen med og uten tilknyttet batteri.	63
8.7	Batteriparametrene for de fire ulike forsyningssituasjonene.	66
8.8	Innvirkning på linjebelastninger med tilknyttet batteri.	70
9.1	De aktuelle målepunktene avstand fra fordelingstransformatoren i meter. . . .	73
9.2	Spenning ved samleskinnene i time 6.	74
10.1	Innstilling av trinnkoblerens regulator og variasjon i batteriets innmatings effekt.	80

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Planlegging og drift av det norske kraftnettet er i kontinuerlig endring. De seneste årene har mer effektorientert kraftteterspørsel, større andel distribuert produksjon og avanserte måle- og styresystemer blitt viktige momenter ved beslutninger om hvordan kraftnettet skal driftes videre. Samtidig som mer effektkrevende utstyr integreres i kraftsystemet og kraftteterspørselen øker, har det blitt et større behov for å utforske nye strategier for å distribuere kraft på en mer effektiv, og mindre kapitalkrevende, måte. Teknologiske endringer og fallende priser på både elektrokjemiske batterier og moderne kommunikasjons- og styringsteknologi, har bidratt til stigende interesse for alternativer til tradisjonelle nettinvesteringer [2]. Samtidig, har utviklingen av trinnkoblere for automatisk spenningsregulering i distribusjonsnettet blitt et attraktivt alternativ for bedring av spenningskvalitet. Med moderne teknologi, som tillater opp til tjue omkoblinger i minuttet og 500 000 omkoblinger i løpet av levetiden, åpnes det opp for nye muligheter for trinnkoblere som en viktig ressurs i kraftsystemet.

Sammen, har The Norwegian Smartgrid Centre, NTNU, syv nettselskaper og Epos Consulting etablert et storskala demonstrasjonsprosjekt som fokuserer på intelligent distribusjon i strømmettet. Prosjektet, som er delfinansiert av Enova, baserer seg på estimering og verifisering av nye digitale løsninger og teknologier i distribusjonsnettet. Av de alt fire ulike demonstratorene, fokuserer to av dem på kartlegging ved implementering av nettbatterier i distribusjonsnettet, og en på automatisk spenningsregulering av fordelingstransformatorer. Elvia har ansvar for både demonstrasjon av nettbatterier og automatisk spenningsregulering av fordelingstransformator.

1.2 Formål og problembeskrivelse

Formålet med prosjektet er å undersøke hvordan nettbatterier og spenningsregulering av fordelingstransformatorer, sammen og hver for seg, kan bidra som spenningsstøtte i krevende driftssituasjoner. En reell radial i Elvias nettområde skal undersøkes. Det er av interesse å avdekke om det kan være hensiktsmessig å benytte de to teknologiene i samme nettsystem. Følgende arbeidspunkt er derfor utarbeidet:

- Etablere simuleringsmodell i et dynamisk simuleringsverktøy.
- Undersøke hvor i nettsystemet det er hensiktsmessig at nettbatteriet utfører effektmålinger med hensyn til spenningsstøtte og reduksjon av effektopper.
- Gjennomføre simuleringer av lastflyt i DIGSILENT Power Factory for å vurdere potensialet til nettbatterier for reduksjon av effektopper og spenningsstøtte.
- Undersøke ulike strategier for spenningsregulering av fordelingstransformator.
- Undersøke nytte og utfordringer ved å benytte de to teknologiene i samme nett.

- Vurdere hvilke av de to teknologiene som er best egnet for det gjeldende nettområdet.

1.3 Avgrensninger

I denne rapporten er det valgt å ta utgangspunkt i ett av nettområdene til Elvia Nord (tidligere Eidsiva), som er tiltenkt benyttet som demokrets i IDE-prosjektet. Arbeidspakke AP3.1 og AP3.3 skal studeres, samt en virtuell kombinasjon av disse. Avgrensninger tilknyttet prosjektet blir videre som følger:

- Studie av trinnkobler- og batteristyring er rapportens hovedfokus. Andre elementer som inngår i de gjeldende arbeidspakkene vil derfor ikke inngå i arbeidet med resultatene. Forbrukerfleksibilitet og bilaterale avtaler tilknyttet nettbatteriet, som inngår i arbeidspakke AP3.3, vil derfor ikke bli nærmere undersøkt.
- Ved etablering av simuleringsmodellen i DIGSILENT PowerFactory, forutsettes det at underlagsdata fra NetBas er representative i forhold til det reelle nettområdet.
- Resultatdelen vil kun omtale simuleringer i det lavspente distribusjonsnettet. Det høyspente distribusjonsnettet modelleres som en svingmaskin.

1.4 Tidligere arbeid

Prosjektoppgaven tilhørende dette masterprosjektet ble utarbeidet høsten 2020. I prosjektoppgaven ble samme nettområde studert, med hensikt om å utarbeide en metodikk for etablering av en digital tvilling i NetBas. Under utarbeidelse av metodikken og studie av AMS-data, ble det identifisert at spenningsusymmetrien i det aktuelle distribusjonsnettet var over 2%, som ikke er ønskelig jf. Forskrift om leveringskvalitet §3-6. En per-fase-ekvivalent av det gjeldende nettet kan derfor gi et ukorrekt inntrykk av at laveste spenning er tilfredsstillende, når en eller flere av fasespenningene i realiteten er lavere enn det nettkunden har krav på. En korreksjonsfaktor for usymmetri ble i denne forbindelse utarbeidet, hvor avviket fra per-fase-ekvivalenten simulert i Netbas, ble satt til å være 2.94% for den gjeldende kretsen, fra den fasen som gir lavest spenning. Korreksjonsfaktoren kan derfor inkluderes i diskusjonen av hvorvidt nettbatteriet og/eller trinnkobleren gir tilfredsstillende spenningsnivå over det gitte døgnet. Prosjektoppgaven er vedlagt i Vedlegg G.

1.5 Rapportens oppbygging

Oppgaven består av 13 kapitler, hvor Kapittel 2 - 5 fokuserer på det teoretiske grunnlaget og litteraturstudium for prosjektet. Kapittel 2 beskriver IDE-prosjektet, som utgjør grunnlaget for masteroppgaven. I Kapittel 3 kartlegges utfordringer og nye alternativer til forbedring av spenningskvaliteten vedrørende dagens- og fremtidens distribusjonsnett, som er relevante for rapporten og det tilhørende IDE-prosjektet. Kapitlet inneholder en generell beskrivelse og spesifiserte krav i distribusjonsnettet, som det må tas høyde for under arbeidet. Videre presenteres henholdsvis nettbatterier og trinnkoblere i Kapittel 4 og 5.

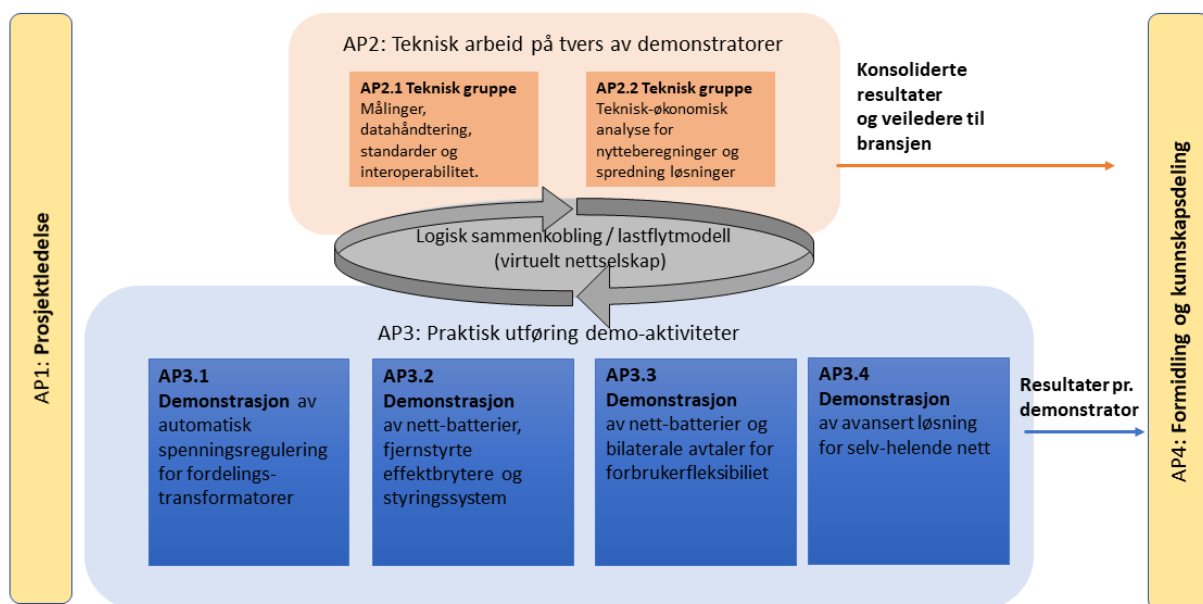
I Kapittel 6 beskrives modellen i NetBas, og hvordan den blir bygget i PowerFactory. Her er det spesielt lagt vekt på forklaring av kontrollsystemene tilknyttet nettbatteriet og trinnkoblersystemet. I Kapittel 7 presenteres den endelige modellen, sammen med informasjon om last, spenning og linje- og kabelbelastninger.

Kapittel 8, 9 og 10 omhandler de tre forskjellige casene som er utarbeidet i oppgaven. Diskusjon av selve modellen og en endelig sammenligning av alle casene er omtalt i Kapittel 11. I Kapittel 12 drøftes det hvorvidt målsetningen for prosjektet er oppnådd, før forslag til videre arbeid blir presentert i Kapittel 13.

2 IDE-prosjektet

Beskrivelsen av IDE-prosjektet er hentet fra prosjektoppgaven skrevet høsten 2020 (Vedlegg G). Et utdrag blir inkludert også i dette masterprosjektet, ettersom det er svært relevant for oppgaven.

Prosjektet "Intelligent distribusjon av elektrisitet" (IDE) er et storskala demonstrasjonsprosjekt der syv norske nettselskaper samt Epos Consulting, NTNU og The Norwegian Smartgrid Centre deltar. Gjennom fire arbeidspakker demonstreres implementering av ny teknologi i distribusjonsnettet, og nytteverdi av oppskalering skal estimeres. Det er en arbeidspakke for prosjektledelse, en for de fire praktiske demonstratorene, en for teknisk arbeid og en for kunnskapsdeling. Figur 2.1 viser en oversikt over de ulike arbeidspakkene og hvordan de henger sammen.



Figur 2.1: Beskrivelse av og sammenheng mellom de ulike arbeidspakkene i IDE-prosjektet [3].

De fire demonstratorene er fordelt på tre nettselskaper, der hver demonstrator testes ut på noen utvalgte analysesekretser. Elvia har ansvar for AP3.1 og AP3.3, Tensio for AP3.2, og BKK er tildelt arbeidspakke AP3.4. De to tekniske gruppene i AP2 arbeider på tvers av de fire demonstratorene, der et av målene er å skape en logisk sammenkobling mellom dem. En slik kobling kan fremstilles ved hjelp av en felles lastflytmodell som kobler demonstratorene sammen til et virtuelt nettselskap.

2.1 Virtuelt nettselskap som logisk sammenkobling

Alle demonstratorene tar i bruk nye digitale løsninger og teknologi for å løse problemer knyttet til leveringskvalitet og forsyningssikkerhet i nettet. Det er derfor ønskelig å lage en logisk sammenkobling, der de ulike løsningene kan sammenliknes på et felles

bruksområde. Da kan de integrerte virkningene og nytteverdiene studeres. I den forbindelse, skal lastflytmodeller av demonstratorene kobles sammen til et virtuelt nettselskap i NetBas.

For å kunne vurdere nytte og virkninger av de ulike løsningene på best mulig måte, må lastflytmodellene modellere virkeligheten så nøyaktig som mulig. En lastflytmodell som kan simulere virkelige fenomen i nettet ved hjelp av reell nettdata vil da tilsvare en digital tvilling. Det virtuelle nettselskapet består dermed av fire sammenkoblede digitale tvillinger med et felles bruksområde.

2.2 Demonstratorene i IDE-prosjektet

Bakgrunn, formål og nyttevirksomheter for de fire demonstratorene beskrives nærmere i delkapitlene nedenfor. Informasjonen er hentet fra vedlegg 4.1 i prosjektplanen til IDE-prosjektet [4]. Arbeidet i dette prosjektet er koblet til arbeidspakkene AP3.1 og AP3.3, samt en virtuell kombinasjon av disse.

2.2.1 Automatisk spenningsregulering for fordelingstransformatorer (AP3.1)

Den første demonstratoren AP3.1 er den første av to demonstratorer dette masterprosjektet tar utgangspunkt i. Elvia har ansvar for uttesting av arbeidspakke AP3.1 og arbeidspakke AP3.3.

Elvia Sør (tidligere Hafslund Nett) har ansvar for testing og gjennomføring av demonstrasjon av automatisk spenningsregulering for fordelingstransformatorer. Bakgrunnen er et stort omfang av svake distribusjonsnett der det med jevne mellomrom er behov for manuell trinning av transformatoren for å regulere spenningen. Slik trinning må gjøres manuelt av montører. Det utgjør et tidkrevende arbeid, og medfører blant annet avbrudd for kundene og kostnader for nettselskapet.

Automatisk spenningsregulering av transformatorer krever informasjon om sanntidsdata i lavspenningsnettet, vanligvis fra sekundærsiden av transformator. Demonstrasjonen tester i tillegg ut bruk av AMS-data fra kunder som beslutningsgrunnlag for automatisk trinning. Målet er at demonstrasjonen skal bidra til å estimere kvantifisert nytteverdi av automatisk trinnkobler, sammenliknet med ulike tradisjonelle alternativer til utbedring.

2.2.2 Nettbatterier, fjernstyrte effektbrytere og styringssystem (AP3.2)

Tensio skal demonstrere optimal driftsstrategi for nett-tilknyttede batterier, effektbrytere og styringssystem. I likhet med den første demonstratoren, er bakgrunnen et behov for å utbedre leveringskvalitetsproblematikk i svake nett. Dette gjelder særlig problemer med spenningsvariasjoner som bryter FoL, lav kortslutningsytelse, høy grad av usymmetri og avbrudd.

Demonstrasjonen vil danne et erfaringsgrunnlag for bruk av nettbatterier som alternativ

til reinvestering, samt prosjektering og drift av tilhørende styringssystem. Fjernstyrte effektbrytere vil potensielt gjøre det mulig å drifte nettbatterier under kortvarige avbrudd.

2.2.3 Nettbatterier og bilaterale avtaler for forbrukerfleksibilitet (AP3.3)

Nettbatterier og bilaterale avtaler for forbrukerfleksibilitet testes ut av Elvia Nord (tidligere Eidsiva Nett). Undersøkelsen "Kartlegging av framtidig fleksibilitetsbehov og –potensiale i Eidsivas nettområde" (KAFFI), gjort av Thema Consulting i 2018, viser at høyt spenningsfall, og overlast på transformator og ledere, antas å være de største fremtidige utfordringene i tidligere Eidsivas lavspente distribusjonsnett [5]. Det antas samtidig at nettbatterier og løsninger for forbrukerfleksibilitet vil kunne være et reelt alternativ til reinvestering for disse problemene.

Batteriene vil bidra med spenningsregulering i form av tilført effekt når spenningen synker under et gitt nivå i lavspenningsnettet. I tillegg inngås avtaler med abonnenter om regulering av varmtvannsberedere, for mulighet til å utnytte lokal fleksibilitet i perioder med spenningsproblemer. Målet er å skaffe erfaringer med bruk av slike tekniske løsninger og avtaleverk, og estimere den økonomiske nytten sammenliknet med estimeringene i KAFFI.

Dette er den andre demonstratoren som danner utgangspunkt for implementering og testing av nettbatteri i en av Elvias nettområder. Siden batteriets formål i nettet er å forhindre kortvarige- og langsomme underspenninger, bør dette identifiseres og demonstreres så tydelig som mulig. I følge Forskrift om Leveringskvalitet i kraftnettet, innebærer dette å identifisere linjespenninger, som over et gjennomsnitt på ett minutt måles til å være under 207 V.

2.2.4 Avansert løsning for selvhelende nett (AP3.4)

BKK skal demonstrere avanserte løsninger for at høyspent distribusjonsnett skal være selvhelende etter avbrudd. Bakgrunnen er tre utviklingstendenser som gjør at dagens håndtering av avbrudd potensielt vil få økende konsekvenser fremover. Dette gjelder konsekvenser knyttet til utkobling av den økende andelen distribuert produksjon ved avbrudd, en generelt økende avhengighet av elektrisitet i samfunnet, og et ønske om å redusere nettap.

Mens dagens løsning innebærer manuell eller fjernstyrt styring av brytere, vil et selvhelende nett ta i bruk avansert sensorikk og kommunikasjonsteknologi. Dette kan bidra til å isolere feilstedet og redusere samlet utkoblingstid.

2.3 Digital tvilling tilknyttet IDE-prosjektet

Grunnkonseptet til digitale tvillinger har eksistert siden 2002 [6], men har blitt mer aktuelt de siste årene som følge av utviklingen og fremveksten av IoT-teknologien, AR, AI og maskinlæring. SINTEF definerer digitale tvillinger som følger:

"Digital Tvilling (DT) er definert som en virtuell representasjon av en fysisk virkelighet gjort mulig gjennom data og simulatorer for sanntidsberegninger, optimalisering, overvåking, kontroll og forbedret beslutningsstøtte." [7]

Digitale tvillinger tilknyttet IDE-prosjektet vil basere seg på mange av de samme prinsippene som finnes for smarte nett, hvor målet er å bygge et strømnnett som kan samle inn og videre agere, basert på informasjon om adferd til produsenter og konsumenter av kraft [8].

For dette prosjektet, betyr det å bygge en simuleringsmodell som er så virkelighetsnær som mulig, og hvor ny teknologi kan uttestes virtuelt, for å gi et inntrykk av hvordan integrasjon av teknologien vil fungere i det fysiske strømnettet. Det vil derfor være av betydning å bygge en simuleringsmodell som har mulighet for å simulere endring av last og produksjon over tid.

3 utfordringer ved dagens- og fremtidens distribusjonsnett

Ny teknologi som integreres i distribusjonsnettet, sammen med nye kundebehov, gjør at kapasiteten i nettet kan benyttes på andre måter enn i dag. Høyere andel distribuert produksjon og mer effektkrevende utstyr, gjør at effekten i kraftnettet ikke lenger er ensrettet. Siden IDE-prosjektet i stor grad handler om å løse noen av utfordringene ved demonstrasjon av nye teknologier, vil dette kapitlet dedikeres til kartlegging av utfordringer og tiltak i det lavspente distribusjonsnettet.

3.1 Leveringspålitelighet og spenningskvalitet

Forskrift om leveringskvalitet, heretter FoL, skal bidra til å sikre tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet. Forskriften beskriver ulike fenomener og presiserer hvilke krav nettkunden har vedrørende leveringspålitelighet og spenningskvalitet. Langsomme spenningsvariasjoner, spenningsprang, kortvarige over- og underspenninger og usymmetri er fenomen som er spesielt vektlagt videre i kapitlet, for at de skal kunne inkluderes i videre resultater og diskusjon.

3.1.1 Langsomme spenningsvariasjoner

I Norge er kravet til langsomme spenningsvariasjoner gitt i FoL §3.3.

"Nettselskap skal sørge for at langsomme variasjoner i spennings effektivverdi, er innenfor et intervall på $\pm 10\%$ av nominell spenning, målt som gjennomsnitt over ett minutt, i tilknytningspunkt i lavspenningsnettet."

Det vil si at spenningsverdien i et 230 V nett, ikke skal være under 207 V eller større enn 253 V, målt som gjennomsnitt over ett minutt.

Langsomme spenningsvariasjoner kan være forårsaket av for eksempel varierende belastning i nettet avhengig av sesong, eller dag og natt. Konsumenter som befinner seg langt ute på en radial i distribusjonsnettet er ofte mer utsatt for langsomme spenningsvariasjoner, ettersom spenningsfallet fra transformator er større.

3.1.2 Spenningsprang og kortvarige over- og underspenninger

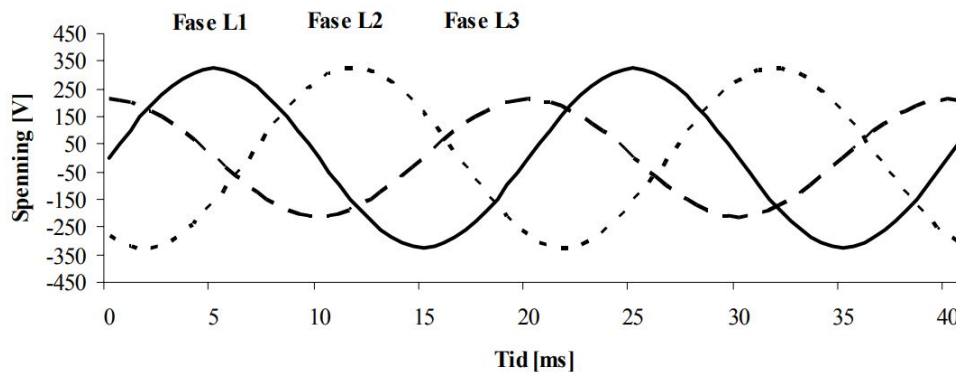
Spenningsprang er endring av spenningen hurtigere enn 0.5 % av nominell spenning per sekund. Spenningen holder seg til enhver tid innenfor spenningsbåndet på $\pm 10\%$ av nominell spenning. I tillegg er total endring større enn 3 % for stasjonære endringer eller 5 % for midlertidige endringer.

Vanlige årsaker til spenningsprang er raske lastendringer som forårsakes av effektkrevende utstyr som blir inn- eller utkoblet i nettet (for eksempel en motor som starter eller stopper).

Det samme prinsippet gjelder for kortvarige under- og overspenninger, bortsett fra at spenningen vil over- eller understige spenningsbåndet på $\pm 10\%$ av nominell spenning. Spenningsprang og kortvarige over- og underspenninger medfører normalt ikke at elektrisk utstyr ødelegges, men kan for eksempel vises som et kort flimrer i belysningen. Kortvarige under- og overspenninger er på fagspråket også kjent spenningsdipper. Varigheten til et spenningsprang eller en spenningsdipp kan være fra 10 millisekund til 60 sekunder.

3.1.3 Usymmetri

I et symmetrisk trefasesystem er de tre fasespenningene 120° faseforskjøvet, men har samme effektivverdi og maksimalverdi. Når fasespenningenes effektivverdi eller tidsforskyvningen mellom de trefasene i et trefasesystem er ulike, defineres dette som usymmetriske spenninger [9]. Figur 3.1 viser et eksempel på usymmetri mellom tre fasespenninger, hvor både effektivverdi og faseforskyvning avviker fra hverandre.



Figur 3.1: Eksempel på usymmetri mellom fasespenninger, hvor både effektivverdi og faseforskyvning avviker fra hverandre [9].

Usymmetri mellom fasespenninger er et resultat av usymmetrisk tilkobling av enfasebelastninger i det lavspente distribusjonsnettet. Et nett med lav nettstyrke vil være mer utsatt for usymmetriske spenninger ettersom lasten som tilkobles har større innvirkning på nettet. Usymmetri kan også oppstå som følge av jordslutninger, tofasekortslutninger og fasebrudd [9].

Grad av usymmetri beregnes ved forholdet mellom spenningens negative og positive sekvenskomponent, og uttrykkes med:

$$\frac{U_-}{U_+} = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \cdot 100\% \quad (1)$$

hvor U_- er spenningens negative sekvenskomponent, og U_+ er spenningens positive sekvenskomponent.

β beregnes ved:

$$\beta = \frac{U_{12}^4 + U_{23}^4 + U_{31}^4}{(U_{12}^2 + U_{23}^2 + U_{31}^2)^2} \quad (2)$$

hvor U_{ij} er linjespenningens grunnharmoniske komponent mellom de nummererte fasene.

Etter §3-6 i Forskrift om leveringskvalitet presiseres det at grad av spenningsusymmetri ikke skal overstige 2%, målt som gjennomsnitt over 10 minutter.

Spenningen i et nettsystem kan typisk være oppgitt i en per-fase-ekvivalent. Det vil si at usymmetri ikke blir tatt med i betraktning. En per-fase-ekvivalent kan derfor gi et ukorrekt inntrykk av at nettspenningen holdes innenfor spenningsbåndet på $\pm 10\%$, siden dette gjelder for alle tre faser.

3.2 Kortslutningsytelse

Stivheten i nettet kan måles etter nettets kortslutningsytelse. Et stivt nett, med høy kortslutningsytelse og liten impedans, vil føre til liten påvirkning av spenningen når produksjonsinnfasing og forbruksuttak endres [10]. Et nett med lav kortslutningsytelse og høy impedans, vil derimot føre til større påvirkninger på spenningen når last kobles inn og ut av nettet. Kortslutningsytelse i seg selv er ikke et mål på hvor god spenningskvaliteten er, i og med at høy kortslutningsytelse alene ikke automatisk vil bidra til bedre spenningskvalitet hos kunden. Spenningskvalitet og kortslutningsytelse vil derimot direkte påvirkes av en økning av kapasiteten i ledningene i nettet [11].

For en tilkobling i lavspenningsnettet defineres kortslutningsytelsen som en funksjon av ytelsen på den matende transformatoren og den elektriske impedansen fram til dette punktet [11].

I IT-nett beregnes minste kortslutningsstrøm I_{k2min} etter:

$$I_{k2min} = \frac{c \cdot U_n}{2 \cdot 1.2 \cdot (Z_{ytte} + (r_{fase} \cdot l))} \quad (3)$$

Hvor c er spenningsfaktor 0.9,

U_n er nominell nettspenning,

Z_{ytte} er impedans i overliggende nett,

r_{fase} er motstand i faselederne frem til endepunktet,

og l er lengden på faselederne.

I 2011 ble fordeling av nettstyrken i Norge estimert gjennom en kartlegging av seks forskjellige nettselskaper [12]. Resultatene er gjengitt i Tabell 3.1.

Tabell 3.1: Prosentvis fordeling av kortslutningsytelse hos norske sluttbrukere [12].

Ik _{2min} i IT-nett [A]				
< 350	350 - 500	500 - 750	750 - 1000	> 1000
6%	8%	14%	13%	60%

Resultatene fra undersøkelsen viste at kun 60% av nettkundene i Norge har tilfredsstillende kortslutningsytelse ($I_{k2min} \geq 1172$ A) beregnet etter IECs referanseimpedans.

3.3 Tradisjonelle tiltak for forbedring av spenningskvalitet i nettet

Spenningsutfordringer har tradisjonelt blitt løst med oppgradering av nettkomponentene, enten i form av utskiftning av linjer og kabler til større tverrsnitt, eller innsetting av shuntobjekter i form av kondensatorer langs radialen. Oppgradering av linjer og kabler er kostbart, og krever omfattende prosjektering og planlegging i området utskiftningen skal utføres.

3.3.1 Nye linjer og kabler

Utskiftning av linjer og kabler til høyere tverrsnitt eller et mer gunstig ledermateriale bidrar til økning av strømføringsvevnen til de gjeldende ledningene. Dette vil dermed føre til mindre tap, og dermed reduksjon av spenningsfallet. Spenningsfallet i en linje eller kabel beregnes etter likning 4.

$$\Delta u = \frac{P \cdot l}{U^2} (R + X \cdot \tan\phi) \cdot 100\% \quad (4)$$

Likning 4 viser at spenningsfallet er svært avhengig av en leders impedans. I lavspenningsnettet er der fortrinnsvis resistansen som preger størrelsen av spenningsfallet, ettersom reaktansen avtar, og resistansen øker, til lenger ut i nettet en kommer.

Kontinuerlig utskiftning av linjer og kabler kan allikevel være en ugunstig og kostbar løsning dersom mye av levetiden fremdeles gjenstår.

3.3.2 Kondensatorbatterier

Parallell- og seriekoblede kondensatorer i nettet, også kalt shuntobjekter, kan bistå som et effektivt virkemiddel for å jevne ut den reaktive effekten i nettet. Kondensatorbatterier kan bistå til å forbedre effekt faktoren [13], ved å produsere reaktiv effekt i motsatt retning av effekt flyten. I nettområder der spenningsnivået påvirkes i negativ retning av høy reaktiv effekt, har dette vært et godt alternativ til forbedring av nettspenningen. Siden kondensatorbatterier kun bidrar med reaktiv effekt, vil det være begrenset hvor mye spenningen kan påvirkes i nettområder hvor det trekkes lite reaktiv effekt.

Nettkomponenter som kan forsyne med aktiv effekt, har derfor blitt mer attraktivt i takt med det økende forbruket i nettet.

3.4 Nye alternativer for bedring av spenningskvalitet

I IDE-prosjektet fokuseres det på introduksjon av nye metoder og virkemidler for bedring av spenningskvaliteten i nettet. I arbeidspakke AP3.1 og AP3.3 belyses særlig automatisk spenningsregulering av fordelingstransformator og nettbatterier for energilagring og effektutjevning. Deretter vil samtlige alternativer relevant for prosjektet, beskrives i de påfølgende underkapitlene.

3.4.1 Energilagring

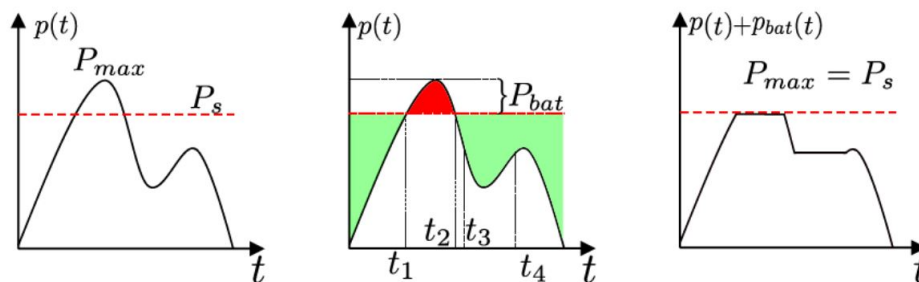
Strøm er ferskvare, slik at elektrisiteten som blir produsert må distribueres og brukes på produksjonstidspunktet. I dag utgjør strøm, eller elektrisk energi, 12% av den totale energien som mennesker forbruker, noe som forventes å vokse i løpet de neste årene. Innen 2025 er forbruket av elektrisk energi forventet å vokse til 34%, på bakgrunn av avtakende forbruk av fossile brensler, økende integrasjon av fornybar energi og med hensyn til miljømessige utfordringer [14].

Etterhvert som innfasing av fornybare energikilder har blitt stadig mer etterspurt, har energikildenes store ubeleilighet også blitt satt på agendaen; flyktigheten uavhengig av tilbud og etterspørsel av generert kraft. Utvikling av mekanismer for energilagring har derfor blitt viktigere, sammen med bedre utnyttelse av de fornybare energikildene.

Energilagring kan oppnås på flere måter. Fellesnevneren er konvertering til en annen form for lagringsdyktig energi, før det konverteres tilbake ved etterspørsel [14]. Lagringsteknologiene er mangfoldige og finnes praktisk talt i alle former for energi: mekanisk, termisk og kjemisk.

3.4.2 Effektutjevning

Effektutjevning, også kjent som «Peak shaving», refererer til bedre energistyring ved minimering av toppverdien til effektforbruket [15]. Dette kan gjøres ved at en eller flere forbrukere reduserer energiforbruket over en mindre tidsperiode for å unngå effekttopper på den tiden av døgnet hvor energikonsumet er størst. Det samme fenomenet kan oppnås med bidrag fra nettbatterier, hvor batteriet genererer strøm i timer der effektforbruket er høyt. Figur 3.2 viser et eksempel på hvordan effektutjevning fungerer sammen med nettbatterier.



Figur 3.2: Grafisk fremstilling av hvordan batteri kan bidra til reduksjon av effekttopper. Fv.: P_{max} overskrider grensen P_s . Effekttoppen blir deretter redusert av batteriet slik at $P_{max} = P_s$ [16].

Figur 3.2 viser hvordan nettbatterier kan bidra til reduksjon av effekttopper ved anvendelse av Peak shaving. I figuren på venstre side, demonstreres det hvordan toppverdien P_{max} overstiger grenseverdien P_s . Videre, vises det hvordan batteriet bidrar med effektstøtte P_{bat} for å "klippe" effekten som overskrider grenseverdien P_s . På denne måten holdes belastningen i nettet nede, slik at problematikk vedrørende lave spenningsverdier unngås.

I perioder hvor effektforbruket er lavt, kan batteriet benytte samme prinsipp til å lade opp igjen. Batteriet vil derimot trekke effekt i disse periodene, slik at det totale effektforbruket i nettet blir større. Likevel skal den nominelle effekten som batteriet krever ved oppladning ikke overskrides slik at nettet overbelastes.

Nettbatterier kan dermed være en viktig bidragsyter for å oppnå effektutjevning, og på den måten forhindre at spenningen blir høy eller lav nok blant annet til ødeleggelse av elektrisk utstyr.

3.4.3 Spenningsregulering med transformatortrinning

Innfasing av DG i distribusjonsnettet har vært en betydelig årsak til flyktighet i nettspenningen. Tradisjonelt, har spenningsregulering med trinnkoblere vært en ineffektiv og kostbar løsning som følge av at lysbuedanning ved hyppig trinning har vært ødeleggende for de mekaniske bryterenhetene [17]. Trinnkoblere av nyere generasjon, som kombinerer elektrotekniske og mekaniske prinsipper, har mulighet til raskere spenningsregulering uten at det forårsaker like mye slitasje på det mekaniske utstyret. Automatiske trinnkoblere kan reagere raskere og krever mindre vedlikehold, som følge av at lysbuen blir holdt innenfor et lukket kammer. Trinnkoblerens bidrag til løsning av spenningskvalitetsproblemer er videre presentert i Kapittel 5.3.

4 Nettbatterier og styring

Demonstratoren til Elvia utforsker bruk av nettbatterier for å forhindre underspenninger i lavspentnettet. Batteriet er en sentral komponent som må implementeres i simuleringsmodellen for denne demonstratoren. Dette kapitlet omhandler viktige aspekter ved batteriet som nettkomponent, bruksområder, samt egenskaper ved batteriet som kan være viktige å ta hensyn til under simuleringer.

4.1 Hvorfor er det blitt et økende behov for nettbatterier?

Batteriet har de siste årene blitt en interessant og aktuell nettkomponent. Egenskaper som høy energi- og effektetthet, sammen med gunstig prisutvikling, har medført høyere etterspørsel og utforskning av nettkomponenten.

Andelen fornybar kraftproduksjon fra ulike kilder som vind og sol, samt andelen distribuert produksjon, er forventet å fortsatt øke i årene som kommer. Siden påliteligheten til vær og vind er usikker, vil også generert effekt fra henholdsvis vind og sol være et usikkerhetsmoment. Man vet ikke om det vil være behov for den produserte effekten på produksjonstidspunktet. Nettbatterier kan dermed være løsningen for å lagre energien som blir produsert av de fornybare kraftkildene. Den lagrede energien kan videre distribueres ut på et tidspunkt hvor det er behov for det. Nettbatterier kan på samme måte være anvendelig i nett som ikke benytter seg av distribuert produksjon ved lagring av energi i tider hvor forbruket er lavt, og nettspenningen er innenfor grenseverdiene jf. FoL. Dette fenomenet er beskrevet som effektutjevning, også kalt Peak shaving, jf. Kapittel 3.4.2 ovenfor. På denne måten skiller nettbatterier seg ut fra fornybare kraftkilder, fordi de ikke bare er pålagt å fungere som en energikilde (utlading), men også som en last (lading). Nettbatterier kan dermed også bli en viktig bidragsyter for innfasing av fleksibilitet i nettet.

Et nettbatteri som kan lagre og levere energi etter behov, kan allerede nå være et reelt, kostnadseffektivt alternativ til tradisjonell nettinvestering. I rapporten "*Batterier i distribusjonsnettet*" utarbeidet av DNV GL [2], på oppdrag fra NVE, ble det konkludert med at nettbatterier kan være et effektivt virkemiddel for å sikre:

- **Leveringskvalitet** i form av spenningsregulering med aktiv og reaktiv effekt - spesielt gjeldende for aktiv effekt grunnet virkningen på energimarkedet.
- **Forsyningssikkerhet** i form av leveranse av aktiv effekt ved avbrudd.
- **Effektutjevning** for flaskehalshåndtering og optimal lastflyt.

Nettbatterier kan også være et effektivt virkemiddel for å redusere overføringstap og belastningen på linjene i nettet, siden de kan være nært tilknyttet nettkundene [18]. Både i det høyspente- og lavspente distribusjonsnettet kan batterilagringssystemer til en viss grad redusere tap ved endring av lastflytfordelingen [19].

4.2 Litium-Ion-batterier

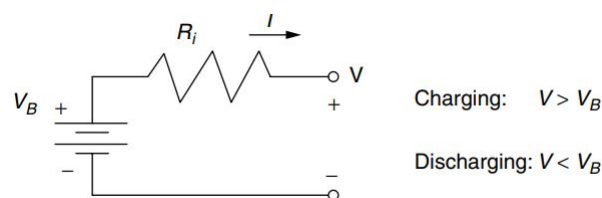
Litium-ion-batterier kan oppnå en relativt høy energi- og effekttetthet. Disse egenskapene kombinert med en gunstig prisutvikling, gjør Li-ion-batterier aktuelle til bruk i nettet [20]. Det er nyttig med grunnleggende kunnskap om batteriets elektrokjemiske egenskaper og oppbygning for å sikre forsvarlig og effektiv drift av et nettbatteri. Dette kan også bidra til at batteriet dimensjoneres på en slik måte at det er bedre tilpasset sitt formål i nettet. Lithium-Ion batteriets egenskaper omfatter et bredt spekter av forskjellige applikasjoner der de potensielt kan være fordelaktige; blant annet netjtjenester, flaskehalshåndtering, integrering av fornybare energiresurser, effektutjevning, mikronett og arbitrasje.

4.3 Batteriprinsipper

I forbindelse med den digitale tvillingen tilhørende IDE-prosjektet, vil ulike fenomener tilknyttet batterisystemet være viktigere å modellere enn andre. Dersom nettbatteriet skal simuleres over en lengre tidsperiode, blir viktigheten av å simulere forhold som aldring og energiforringelse mer betydningsfullt. For modellering over en kortere tidsperiode, som for eksempel et døgn, vil aktualiteten av kapasitet og batterinivå rangeres høyere. Videre, vil det presenteres noen aktuelle batteriprinsipper som kan implementeres for nettbatteriet. Tap, aldring og temperaturavhengighet vil bli presentert, med mulighet for senere å bli diskutert, men er ikke tatt hensyn til ved fremlegging av resultatene.

4.3.1 Ideelle batterier og kapasitet

Et standardbatteri kan modelleres som en krets bestående av en spenningskilde V_B i serie med en indre resistans R_i . Ved oppladning, vil inngangsspenningen være høyere enn spenningen i batteriet. Strømmen I vil dermed flyte i retning mot batteriet når det skal lades opp. Når batterispenningen er høyere enn inngangsspenningen, vil strømmen flyte ut fra batteriet, og dermed lades ut. Størrelsen på strømmen vil avhenge av ΔV ; forskjellen på inngang- og batterispenningen. Under oppladning og utladning av batteriet vil det også forekomme tap, som følge av strømmen I , som flyter gjennom den indre resistansen R_i . Figur 4.1 viser thevenin-ekvivalenten til et batteri.



Figur 4.1: Thevenin-ekvivalent for et ideelt batteri [21].

Lagringskapasiteten i et batteri uttrykkes vanligvis i Ampere-timer (Ah). Dette betyr i praksis at et batteri med lagringskapasitet på 1000 mAh, med en utladningshastighet på 2h, vil kunne levere 500 mAh i to timer. Kapasiteten uttrykker dermed strømmen et batteri kan

levere over en tidsperiode, over en gitt nominell spenning ved en bestemt utladningsrate. Lagringskapasiteten kan også uttrykkes i kWh eller MWh, avhengig av batteristørrelsen.

4.3.2 Oppladning, utladning og lagringstid

Hvor fort et batteri lades opp eller ut, avhenger av C-raten. Et batteri med høy C-rate vil bruke mindre tid på oppladning enn et batteri med lav C-rate. Eksempelvis, vil et batteri med kapasitet på 1000 mAh, som har en 1C i C-rate, korrespondere med en ladestrøm på 1000 mA. På samme måte vil et batteri med 50 kWh kapasitet, ha 1C i C-rate dersom ladeeffekten er 50 kW. Sammen med C-rate, vil et batteri ha noe ulik karakteristikk på opp- og utladning, som følge av ulikt utgangspunkt i tomgangsspenning og indre resistans. Under utladning vil batteriets indre motstand være større, og tomgangsspenningen mindre, enn under oppladning.

Hvor lang lagringstid batteriet har, avhenger blant annet av batteriets selvutladning, hvor selvutladningen avhenger av batteriets elektrokjemi og type. De fleste batterityper vil oppleve selvutladning uavhengig av om batteriet er spenningsatt eller ikke. Li-ion batterier har typisk estimert selvutladning på 1.5 - 2 % i måneden [22]. Hastigheten på selvutladningen avhenger også av temperatur i battericellene. Ved en økning på 10 °C, er det estimert at tiden på selvutladningen doubles.

4.3.3 SoC og DoD

State of Charge, heretter SoC, henviser til kapasiteten som for øyeblikket er tilgjengelig som en funksjon av den nominelle kapasiteten [23]. Dersom SoC er 100 %, vil batteriet være fulladet, mens SoC på 0 %, vil imidlertid indikere at batteriet er fullstendig utladet. I praktiske anvendelser skal den minimale SoC ikke være under 10 % - 20 %, og batteriet lades derfor opp før SoC når 0 %. På samme måte, når et batteri eldes, begynner den maksimale SoC å synke. Dette betyr at for et eldre batteri vil en 100 % SoC tilsvare en 75 % – 80 % SoC av et nytt batteri. Batteriets kapasitet $Q_{discharge}$ uttrykkes i Ah, og må imøtekomme SoC-variasjonen som resultat av aldring. Likning 5 uttrykker den maksimale totale elektriske ladningen, uttrykt i Ah, som et batteri kan levere fra fulladet tilstand (100 % SoC) til maksimalt utladet tilstand (0 % SoC) [24].

$$Q_{discharge} = \int_0^{total} I_b(t) dt \quad (5)$$

Deretter kan SOC uttrykkes ved hjelp av forholdet eller prosentandelen av kapasiteten som er utladet i forhold til $Q_{discharge}$.

$$SOC(t) = SOC(t_0) - \frac{\int_0^t I_b(t) dt}{Q_{discharge}} \quad (6)$$

En annen måte å uttrykke SoC på i installasjoner hvor lagringskapasiteten uttrykkes i Wh eller kWh, er å estimere SoC basert på den opprinnelige energikapasiteten $E_0(0)$ basert på forholdet gitt i likning 7.

$$SOC(t) = SOC(t_0) - \frac{1}{E_0(0)} \int_0^t P_i(t) dt \quad (7)$$

Hvor $SOC(t_0)$ er batteriets initielle SoC, $E_0(0)$ er batteriets lagringskapasitet, og $P_i(t)$ er brukt effekt iløpet av tiden t .

På samme måte representerer Depth of Discharge (DoD) hvor mye batteriet er utladet. I de fleste tilfeller er DoD relatert til SoC hvor $DoD = 100 - SOC(\%)$.

4.3.4 Aldring og energiforringelse

Etterhvert som et batteri eldes, er det naturlig at batterikapasiteten forringes. I dagliglivet kan dette relateres til oppladbare batterier, som for eksempel mobiltelefoner og bærbare datamaskiner, som ikke holder ut like lenge som de en gang gjorde. State of Health (SoH) er et mål på den nåværende tilgjengelige kapasiteten til et batteri. Når den tilgjengelige kapasiteten faller under en gitt verdi, anses batteriet som oppbrukt, og må derfor skiftes ut. Aldringsprosessen kan deles opp i syklisk aldring og kalenderaldring.

Syklisk aldring

Det første er syklisk aldring, som er en degradering av batteriet som følge av lading og utlading, det vil si den totale energigjennomstrømmingen i batteriet. For hver syklus batteriet utsettes for, vil en liten prosentandel av batteriets kapasitet gå tapt. Syklisk aldring påvirkes dermed av temperatur, C-rate, DoD og gjennomsnittlig SoC.

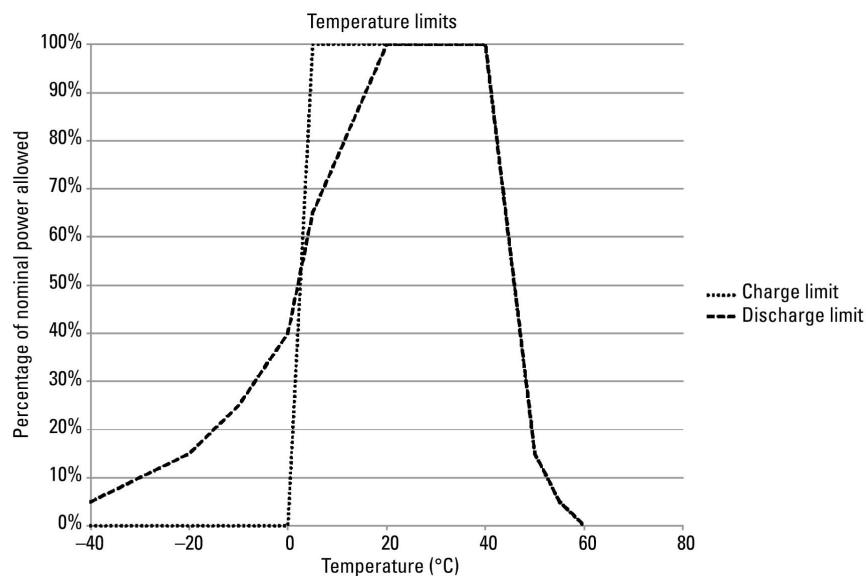
Kalenderaldring

Det andre momentet er kalenderaldring. Dette er aldring som følge av at lagring, altså at batteriet ikke er i bruk. Det er hovedsaklig temperatur og SoC som påvirker kalenderaldring, og det er estimert en dobling i aldring ved enten en 10 °C økning i omgivelsestemperatur eller en 10 % økning i SoC [25]. Dette understreker viktigheten av å dimensjonere et nettbatteri med stor nok kapasitet for å unngå lagring på 100 % SoC. I tillegg kan det oppstå problemer dersom batteriet går helt tom for strøm [26].

Flere studier har foreslått at temperatur og lade-/utladestrømmen er hovedårsak til energiforringelse av batteriet. For Li-ion batterier er allikevel elektrokjemien og den interne dynamikken kompleks nok til at det per idag ikke finnes noen matematiske modeller med god forutsigbarhet for å beregne et batteris degraderingsevne.

4.3.5 Temperaturavhengighet

Ytelsen til et nettbatteri vil være svært avhengig av temperaturen. Temperaturen påvirker i stor grad batteriets interne motstand, polarisasjon og hysteresekarakteristikk [27]. Hvert batteri har et ideelt temperaturområde, som varierer med cellekjemien. Mange produsenter foreskriver de maksimale driftstemperaturene utover i hvilke temperaturområder som ikke skal brukes. Når batteritemperaturen nærmer seg disse områdene, bør den nominelle tillatte effekten reduseres ned mot null (se Figur 4.2). Temperaturgrensene er generelt forskjellige for lading og utlading. Lading vil for eksempel ofte hemmes ved lav batteritemperatur.



Figur 4.2: Utladnings- og ladegrenser som en funksjon av temperaturen [27].

Figur 4.2 illustrerer hvordan nominell tillatt effekt reduseres når batteritemperaturen når svært lave- og høye temperaturer. Lading krever en høyere temperaturgrense enn utlading, ettersom det er en mer delikat prosess.

Et Li-Ion-batteris levetid vil også avhenge av omgivelsestemperaturen. Levetiden kan maksimeres ved å holde typisk romtemperatur, og minimeres ved veldig høye- og lave temperaturer.

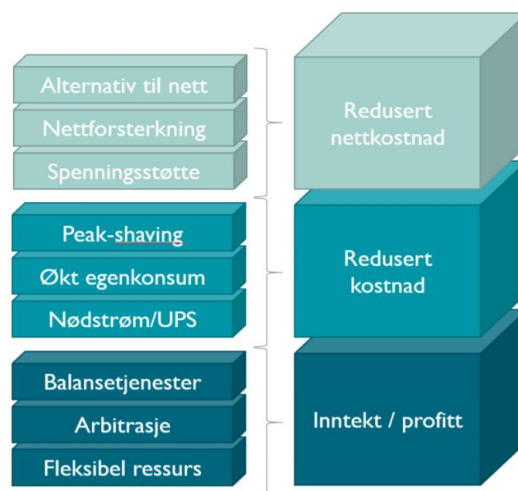
4.3.6 Tap relatert til opplading og utlading

Ettersom hvert batteri har en indre resistans, vil dette forårsake tap i forbindelse med både lading og utlading. Den indre motstanden er variabel, og kan påvirkes av elementer som temperatur, aldring og utladningshastighet [28]. Referert tilbake til kretsen for et ideelt batteri (4.3.1), vil den seriekoblede motstanden konvertere deler av ladeenergien til varme. Ideelt, vil en påføre en spenning på 10 V på et 10 A batteri. Imidlertid vil et batteri med en indre motstand på 1Ω kreve 11 V for å kunne levere tilstrekkelig effekt. I praksis betyr dette at det må forsynes med 110 W for å få 100 W til batteriet. De resterende 10 W går dermed til spillvarme. Ved utlading vil også energi gå tapt i et noe mer variabelt forløp.

Utlading med lav effekt, over en lenger tidsperiode, vil være mer effektivt enn rask utlading med påfølgende høy effekt. En høy utladningshastighet er korrelert med høyere tap, som resultat av økning av den indre motstanden [28]. Li-ion-batterier er som er klassifisert som en batteritype med relativt god virkningsgrad og lite tap sammenlignet med andre batterityper, med en totalvirkningsgrad på 85-95 % [29].

4.4 Prosjektering av nettbatterier

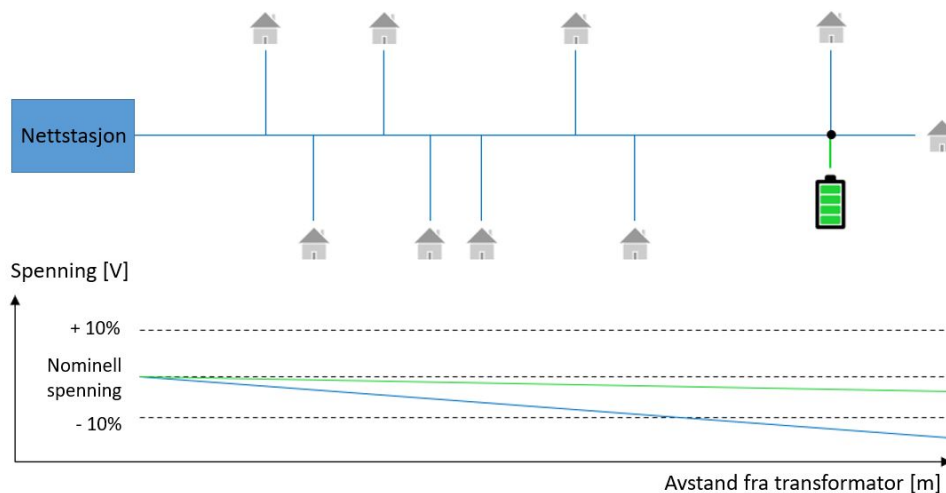
Det finnes mange bruksområder for et nettbatteri. For å dimensjonere optimal kapasitet og finne optimal plassering, må bruksområdet først defineres. Selv om det finnes mange tekniske bruksområder, må nettbatteriet samtidig være økonomisk lønnsomt i forhold til andre vurderte tiltak [30]. Figur 4.3, utarbeidet av NVE, viser en oversikt over ulike bruksområder hvor nettbatteri kan være lønnsomt.



Figur 4.3: Ulike måter et nettbatteri kan være lønnsomt på [31].

Lønnsomheten kan være et resultat av reduserte drifts- og investeringskostnader, eller inntekt som følge av bidrag i reguleringsmarkeder. I tillegg kan fleksibiliteten i et batteri, som er lett å flytte, på være verdifullt. På denne måten kan batteriet for eksempel brukes som forebyggende vedlikehold for å utsette en reinvestering i et svakt nett.

Plasseringen av batteriet må samsvare med det området i nettet som har behov for at det gjøres tiltak. Et eksempel på dette er bruk av batteriet som spenningsstøtte. Batteriet må da plasseres hensiktsmessig for å kunne bidra med støtte for de komponentene som trenger det; ofte langt ut i en lavspent-radial. Figur 4.4 illustrerer en lavspentkrets med økende spenningsfall utover i kretsen, der et batteri bidrar til å heve spenningen over grensen i FoL hos de to ytterste abonnentene.

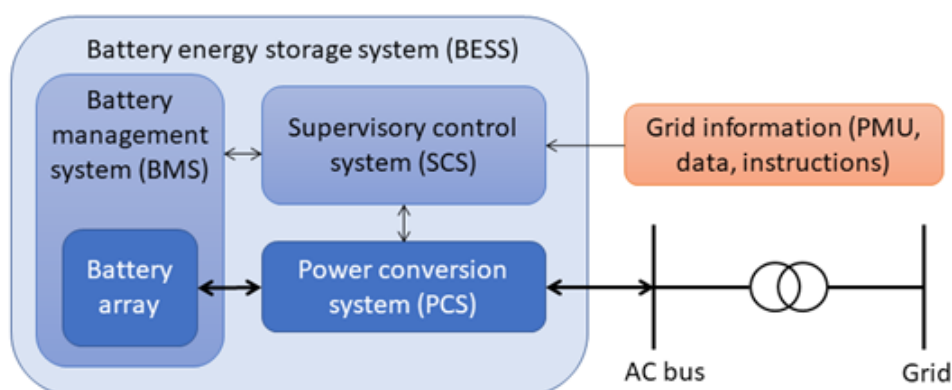


Figur 4.4: Illustrert spenningsprofil i en lavspent-radial uten batteri (blå) og med batteri (grønn). Batteriet er plassert i et knutepunkt mest mulig nært kundene med spenningsutfordringer.

Ved vurdering av et batterisystem som en nettkomponent er det nyttig å være klar over hvilke elementer som inngår i et batterisystem. Selve batteripakken vil i størst grad bestemme hvor stor energikapasitet batterisystemet har, mens omformere påvirker hvor mye effekt som kan utveksles med kraftsystemet [29]. Et batterisystem består i prinsippet av fire elementer:

- Battericeller, som sammenstilles til en batteripakke (Battery array)
- Batteristyringssystem (Battery management system – BMS)
- Overordnet styresystem (Supervisory control system – SCS)
- Omformere (Power conversion system – PCS)

De ulike elementene som inngår i batterisystemet er illustrert i Figur 4.5.



Figur 4.5: Bestanddeler i et batterisystem [29].

Utenom selve batteripakken, som består av battericeller som er satt sammen i

moduler, består batterisystemet også av omformere, et overordnet styringssystem og et batteristyringssystem, som vist ovenfor i Figur 4.5. Omformerens oppgave er å konvertere likespenning (DC) til vekselspanning (AC), slik at batterisystemet kan kobles til nettet. Batteristyringssystemets hovedformål er å sørge for sikker drift av battericellene, ved overvåkning og balansering av energi [29].

Det overordnede styringssystemet (SCS) er bestanddelen som står for styringen av når batteriet skal lade/utlade, og hvor stor strøm/effekt batteripakken skal bruke ved lading og utlading. I tillegg er det dette styringssystemet som bestemmer opp- og utladningshastigheten. For å avgjøre på hvilket tidspunkt lading/utlading skal starte og avsluttes, kreves det målinger fra nettet. Dette kan være målinger basert på strøm, effekt eller spenning, valgt ut i fra formål og bruksområde. Ved effektutjevning, kan for eksempel effektmålinger være nyttige, men med hensikt om å bruke batteriet til spenningsstøtte, kan spenningsmålinger være det mest fornuftige valget. AMS-målere eller annen sensorikk som muliggjør målinger i strømmettet i sanntid, kan derfor bli svært nyttige for tilpasning av styringssystemet tilhørende det aktuelle nettområdet. Prediksjon av for eksempel fremtidig last vil kunne gi en enda bedre styring av batteriet. Prediksjon vil til gjengjeld kreve et mer komplekst styringssystem, og man må ha historiske data tilgjengelig [29].

4.5 Batteristyring

Etablering av styringsstrategi er en vesentlig del av batteriets ytelsesevne i nettet. Nettbatterier kan styres på flere forskjellige måter.

De følgende betingelsene må oppfylles samtidig for at batteriet skal operere under tilfredsstillende forhold [32].

Batteriets kumulative kapasitet er definert som summen av kapasiteten fra forrige og nåværende tidsintervall:

$$E_{(t)} = E_{t-1} + P_{charge(t)} \cdot \Delta t - P_{discharge(t)} \cdot \Delta t \quad (8)$$

Hvor $E_{(t)}$ er kapasiteten fra forrige tidsintervall, $P_{charge(t)}$ er ladeeffekt, $P_{discharge(t)}$ er utladningseffekt mellom forrige og nåværende tidsintervall og Δt er lengden på tidsintervallet.

Likning 9 forklarer at batteriet kan ikke lade samtidig som det lader ut.

$$P_{charge(t)} \cdot P_{discharge(t)} = 0 \quad (9)$$

Siden livssyklusen til batteriet påvirkes av utladningsdybden, må batterinivået (SoC) holdes innenfor hensiktsmessige grenser:

$$SOC_{min} \leq SOC_{(t)} \leq SOC_{max} \quad (10)$$

Batteriets ladetilstand $SOC_{(t)}$ på et vilkårlig tidspunkt, må være større enn batteriets minimale ladetilstand SOC_{min} , og mindre enn batteriets maksimale ladetilstand SOC_{max} .

Formålet til batteriet er å holde spenningen rundt gjeldende node mellom en nedre- og øvre spenningsgrense, som vist i likning 11.

$$V_{min} \leq V_{(t)}^k \leq V_{max} \quad (11)$$

Med effektmåling, må minste ladegrense ($P_{StartStore}$) være større enn minste målte effekt (P_{min}):

$$P_{StartStore} \geq P_{min} \quad (12)$$

På samme måte, må minste grense for innmating av effekt ($P_{StartFeed}$) være mindre enn største målte effekt (P_{max}):

$$P_{StartFeed} \leq P_{max} \quad (13)$$

I tillegg, er det viktig å etablere at $P_{StartFeed}$ alltid må være større enn $P_{StartStore}$:

$$P_{StartFeed} \geq P_{StartStore} \quad (14)$$

5 Transformatortrinning og trinnkoblerstyring

Demonstrator AP3.1 (2.2), også tilhørende Elvia, forklarer hvordan spenningsregulering med transformatortrinning etter all sannsynlighet kan benyttes som alternativ til konvensjonelle løsninger på spenningsutfordringer. Dette kapitlet vil derfor gi en innføring i last- og trinnkoblere, samt en beskrivelse av trinn-/lastkoblernes bidrag til løsning av spenningskvalitetsproblemer.

5.1 Last- og trinnkoblere

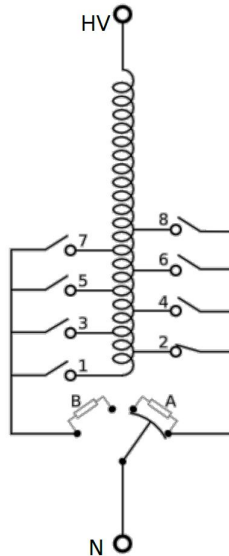
Last- og trinnkoblere er først og fremst brukt for å regulere utgangsspenningen på en transformator [33]. Lastkobler brukes utelukkende for omkobling under spenningsatt tilstand, mens trinnkobler representerer både omkobling under spenningsatt og spenningsløs transformator. Når en transformator "trinnes", refererer altså dette til denne omkoblingen. Trinnsprosedyren gjennomføres ved å regulere antall innkoblede vindinger. Tradisjonelt har last- og trinnkoblere hatt begrenset levetid, på grunn av begrensninger i antall reguleringer. Etterhvert som ny teknologi har blitt fremtredende, og som åpner opp muligheter for flere tusen reguleringer i løpet av levetiden, har trinnkobleren blitt en svært aktuell nettkomponent for å løse spenningsproblemer. Trinnkoblere har tidligere vært særlig gunstige dersom spenningen i nettet oppleves svært høy eller lav over tid. Mekanismen kan derfor med fordel brukes som en total endring i spenningen ved transformatorens sekundærside.

Last-/trinnkoblere (on-load tap changers)

Når kraft- eller fordelingstransformator blir belastet, blir terminalspenningen redusert på grunn av internt spenningsfall i viklingenes impedans. Etter samme prinsipp reduseres transformatorens terminalspenning når belastningen reduseres. Denne variasjonen i terminalspenninger, på grunn av variasjon i belastning, er kjent som spenningsregulering.

Variasjonen i terminalspenninger og omsetningsforholdet kan begrenses ved å endre antall innkoblede vindinger i transformatorviklingen. Lastkoblere har mulighet for å gjøre dette samtidig som transformatoren er spenningsatt. Fra litteraturen er dette kjent som on-load tap changers (OLTC). Disse lastkoblernes er fastmontert på transformatoren for å kompensere for spenningsendringer som skyldes svingninger i belastningen [34].

Det finnes flere ulike mekanismer for trinning av transformator i spenningsatt tilstand. Figur 5.1 illustrerer mekanismen til en lastkobler som anvender resistanser for å utføre omkoblingen. A og B er motstander som er en del av den roterende bryteren. På figuren kan en observere at transformatoren er i trinnstilling 2. For å endre til trinnstilling 3, flyttes den roterende bryteren slik at strømmen først går gjennom A, deretter gjennom A og B, før det til slutt bare går gjennom B. På denne måten opprettholdes lasttilkoblingen, slik at strømmen i det underliggende nettet består.



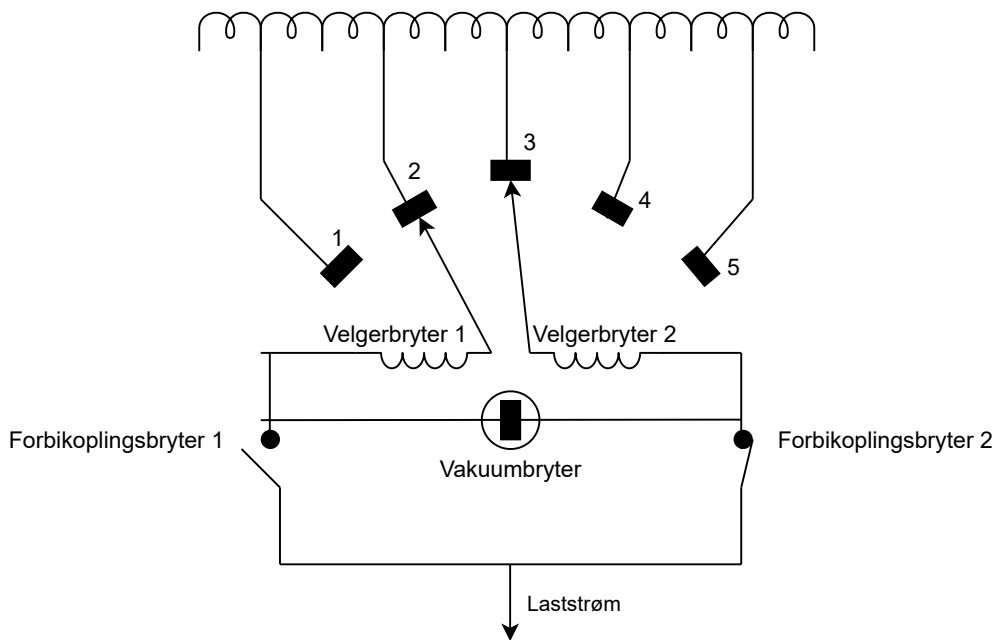
Figur 5.1: Mekanisme for lastkobler som anvender resistanser (A og B) til omkobling [35].

Figur 5.1 illustrerer hvordan en høyere trinnstilling fører til lavere spenning på lavspentsiden av transformatoren. På samme måte, vil en trinnstilling i negativ retning bidra til en økning av spenningen.

I søken etter ytterligere effektivisering, lavere kostnader og økt tilgjengelighet, har trinnkobler teknologi basert på omkobling i vakuum etter hvert blitt svært aktuelt alternativ. Minimal kontaktslitasje og lite tilsmussing som følge av lysbuer som blir holdt innenfor hermetisk forseglede avlukker, bidrar blant annet til lite slitasje og ren isolasjonsolje [36]. Vakuumbrytermekanismens fordeler kan derfor oppsummeres som følger:

- Mindre vedlikehold.
- Redusert følsomhet ovenfor fuktighet i isolasjonsoljen, siden ren olje har større dielektrisk styrke enn forurenset olje.
- Bedre evne til lysbueslukking.

Etter samme prinsipp som illustrert i Figur 5.1, kan denne teknologien baseres på omkobling med resistanser, hvor resistansene er innlemmet med formål om å minimalisere lysbuedannelse og reduksjon av den sirkulerende strømmen, i løpet av den korte perioden viklingen er kortsluttet [37]. Trinnkobler med vakuumbryter er illustrert i Figur 5.2.



Figur 5.2: Eksempel av lastkobler med vakuumbryter.

Figur 5.2 illustrerer en lastkobler under operasjon. Lastkobleren er her i ferd med å endre trinnstilling, med en bryter i åpen posisjon og vakuumbryteren lukket (steg 5). Den totale sekvensen bestående av sju steg utføres som følger:

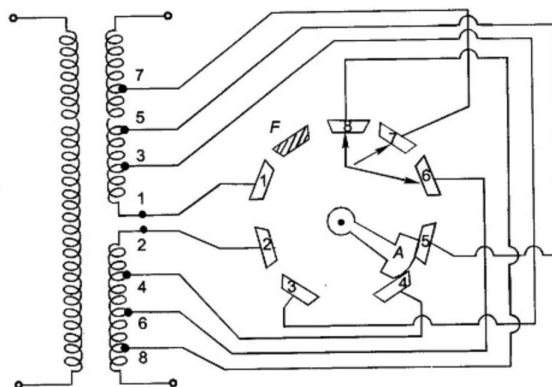
1. Nullposisjon: Laststrømmen går gjennom begge forbikoblingsbryterne. Vakuumbryteren er åpen.
2. Forbikoplingsbryter 2 åpnes, og en velgerbryter 2 flyttes fra nåværende trinnstilling 2 til 3.
3. Når velgerbryteren er i ønsket trinnstilling, lukkes vakuumbryteren slik at laststrømmen flyter gjennom en lukket sløyfe på venstre side.
4. Forbikoblingsbryter 2 lukkes igjen.
5. Forbikoblingsbryter 1 åpnes.
6. Vakuumbryteren åpnes igjen, slik at strømmen kun flyter på høyre side. Velgerbryter 1 kan nå flyttes til endelig trinnstilling uten å bryte laststrømmen.
7. Når velgerbryter 1 er flyttet til trinnstilling 3, lukkes forbikoblingsbryter 1. Omkoblingen er nå fullstendig.

Lastkoblere vil videre i oppgaven omtales som trinnkoblere.

Trinnkoblere for omkobling i spenningsløs tilstand (off-load tap changers)

Trinnkoblere for omkobling i spenningsløs tilstand krever at transformatoren er utkoblet når trinnstilling skal endres. Utgangen til transformatorens sekundærside endres i takt med endring av trinnstilling, som også er på sekundærsiden. Figur 5.3 viser et eksempel

på mekanismen for en trinnkobler. Sekundærspenningen er på sitt minimum når velgerbryteren er i kontakt med 8, og på sitt maksimale når den er tilkoblet posisjon 7. Posisjon *F* sin oppgave er å forhindre ytterligere rotasjon av velgerbryteren mot klokken, slik at trinnstilling ikke kan direkte flyttes fra 8 til 1.



Figur 5.3: Mekanisme for trinnkobler [38].

Trinnkoblere med strømløs omkobling har lavere investeringskostnader sammenlignet med trinnkoblere som kan omkobles under spenningsatt tilstand. Denne type trinnkoblere krever imidlertid at underliggende nett er uten strøm, noe som kan føre til høyere driftskostnader, eksempelvis som følge av KILE.

5.2 Ecosmart transformator og trinnkoblersystem

Elvia bruker per idag trinnkoblere levert av Reinhausen. Til IDE-prosjektet er det planlagt montering av nye transformatorer av typen *EcoSmart*. Relevante data for trinnkobleren er vist i Tabell 5.1.

Tabell 5.1: Relevante data for trinnkobler tilhørende transformator av type *EcoSmart*.

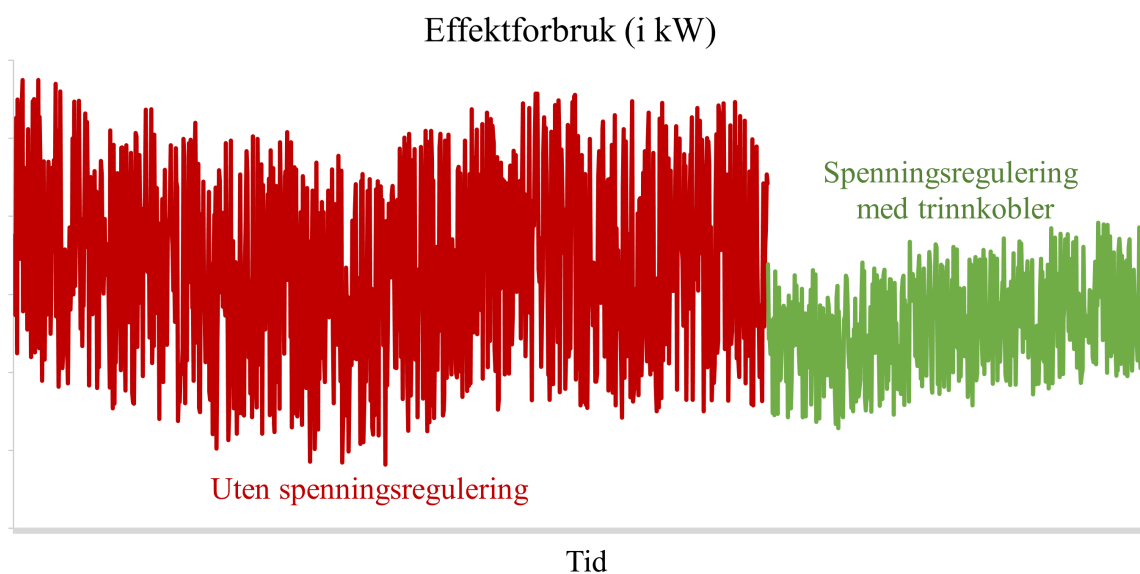
Merkespenning høyspentside	22 kV
Merkespenning lavspentside	240 V
Regulering +	4
Regulering -	4
Trinnstørrelse	2%

Ecosmart-transformatoren vurderes som driftssikker og enkel å iverksette. Trinnkobler teknologien er basert på switching i vakuum, og har en levetid på 500 000 trinnstillinger. Transformatoren kan utføre opp til 20 trinnreguleringer i minuttet, hvorav hver trinningsoperasjon tar ca. 420 ms. Den nye teknologien endrer konvensjonell trinningsstrategi fra sesongbasert, til automatisk spenningsregulering flere ganger om

dagen. Disse transformator typene vurderes som pålitelige, kompakte og vedlikeholdsfri, hvor hovedoppgaven er å opprettholde en konstant spenning i distribusjonsnett ved kompensering for svingninger i spenningen med rask og dynamisk respons. Det vil si at til forskjell for konvensjonelle trinnkoblere, kan denne typen trinnkoblere bidra til spenningsutjevning i distribusjonsnettet.

5.3 Trinn-/Lastkoblernes bidrag til løsning av spenningskvalitetsproblemer

Trinnkoblere har tradisjonelt hatt begrensninger når det gjelder hyppighet i endring av trinnstilling. Med ny teknologi, og færre begrensninger for spenningsregulering, kan moderne lastkoblere idag bidra til å løse en større andel spenningskvalitetsproblemer enn tidligere. Trinnkoblere som kan utføre flere trinnreguleringer i minuttet tillater at flyktighet i spenningen i form av langsomme spenningsvariasjoner kan reguleres, slik at tilkoblet utstyr kan forsynes med stabil spenning. Dette kan også bidra til at det samlede energiforbruket reduseres. Også regulering av kortvarige spenningsvariasjoner, i form av spenningsdipper, kan aktualiseres med et stort reguleringsområde som også kan reagere svært raskt på svingninger i spenningen. Figur 5.4 viser et eksempel på hvordan regulering av raske svingninger i spenningen kan bidra til redusert effektforbruk.



Figur 5.4: Eksempel på hvordan regulering av raske svingninger i spenningen kan bidra til redusert effektforbruk.

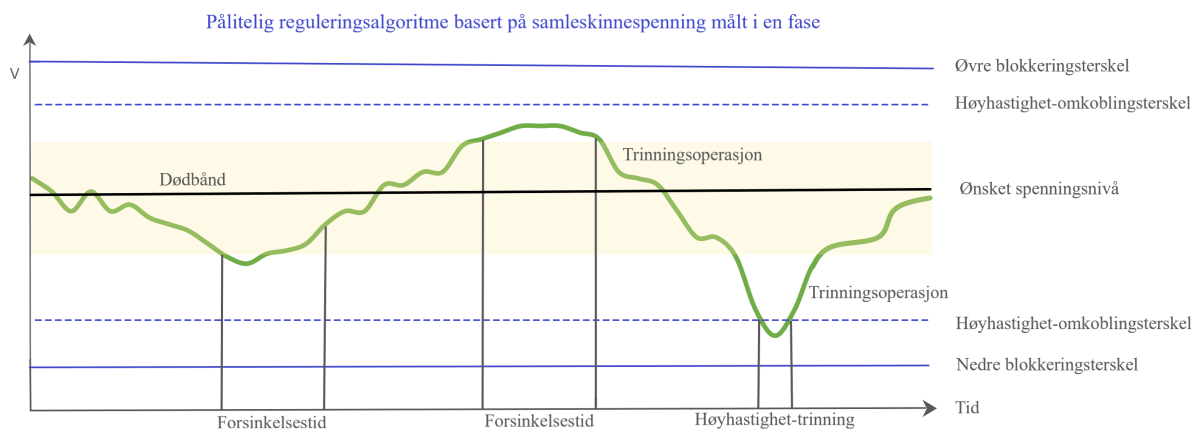
Uten spenningsregulering vil variasjonen i effektforbruket være større, forårsaket av svingninger i spenningen. Når spenningen reguleres, vil flyktigheten reduseres, slik at det elektriske utstyret ikke har like stort behov for å trekke større eller mindre effekt for å kompensere for endringer i spenningen.

5.4 Trinnkoblerstyring

Tradisjonelle styringsprinsipper for en trinnkobler er basert på måling av spenningen på transformatorens sekundærside. I nett med større spenningsfall har det derimot vært mulig å bruke R/X-kompensasjon, som i prinsippet betyr at målepunktet kan forflyttes ut i nettet ved beregning av spenningsfall gjennom linjeimpedansen [39].

Avanserte måle- og styresystemer (AMS), som en av de store milepælene i utviklingen av smarte nett, har evnen til å utføre spenningsmålinger i sanntid mellom forbrukere og nettverkskontrollere via trådløse kommunikasjonssystemer [40]. Moderne trinnkoblerstyring, levert av Reinhausen, baseres på en kontrollenhet som kan installeres på samleskinner. Kontrollenhetens oppgave er å sende signaler til trinnkobleren, i tilfeller hvor trinnstilling skal endres [41]. Figur 5.5 viser reguleringsalgoritmen når kontrollenheten registrerer spenning på samleskinnen i en fase. Det gule området representerer dødbåndet, hvor en øvre og nedre grense er satt for når spenningsreguleringen skal iverksettes. Når spenningen er utenfor dødbåndet, må spenningen overskride de aktuelle grensene normalt gjennom hele forsinkelsestiden, for at trinnoperasjonen skal iverksettes. Et unntak fra dette kan være å definere en høyhastighet-omkoblingsterskel, noe som innebærer at trinnoperasjonen vil utføres uavhengig av tiden spenningen er under- eller over de respektive grensene.

Dersom det er nødvendig å begrense antall tilgjengelige trinnposisjoner under drift, kan en nedre- og øvre blokkeringsterskel for trinnkobleren defineres. Blokkeringsterskelen kan defineres ved å sette en øvre- og nedre spenningsgrense, slik at overskridelse av den respektive grensen ikke fører til ytterligere trinnoperasjoner. Det vil si at når den minimale, eller maksimale, definerte trinnposisjonen er nådd, aktiveres blokkeringen, som har som hensikt å forhindre ytterligere trinnposisjoner utover de angitte grensene.



Figur 5.5: Reguleringsalgoritme for trinnkobler når samleskinnespenning er målt i en fase, basert på [41].

I løpet av denne syklusen endres trinnstilling to ganger. I den første situasjonen, på høyre side, endres ikke trinnstilling som resultat av at spenningen ikke er utenfor båndbredden i løpet av hele forsinkelsestiden. Når spenningen er utenfor båndbredden i løpet av hele forsinkelsestiden, vil trinnstilling endres, som demonstreres første gang transformatoren

trinnes. Når transformatoren trinnes gang nummer to, er det fordi spenningen understiger første terskel for rask trinnregulering. Denne terskelen er med andre ord ikke avhengig av forsinkelsestiden, men av at spenningen blir lav nok til at transformator trinnes likevel.

6 Modellering av demokrets

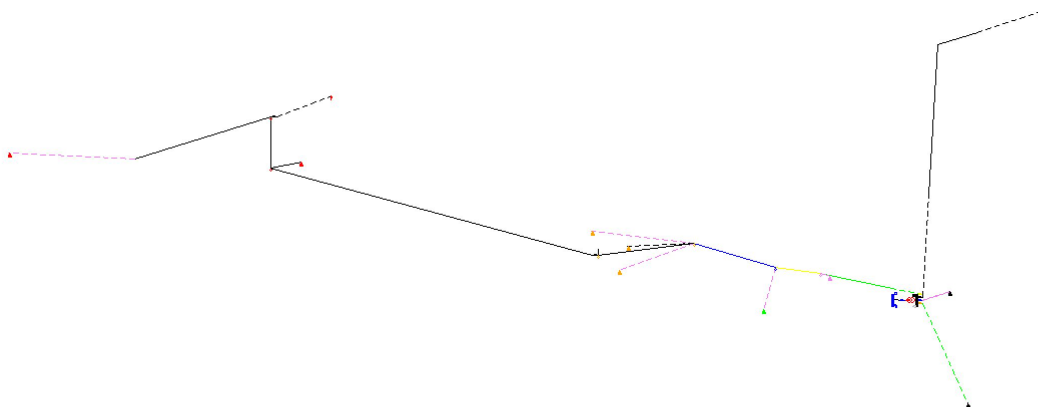
Dette kapitlet gir en innføring i hvordan demonstrasjonskretsen til Elvia er modellert og implementert i den aktuelle programvaren. Beslutningen om å modellere nettområdet i DIgSILENT PowerFactory, ble tatt på bakgrunn av muligheter for dynamiske simuleringer av lastflytanalysen. NetBas har idag bare muligheter for statiske lastflytanalyser. Nettområdet har derfor blitt bygget på ny med underlagsdata fra NetBas.

For demonstrasjon av spenningsvariasjonen over et døgn, har 27. Februar 2020 blitt valgt som utgangspunkt for simuleringen. Reelle last- og spenningsdata registrert av AMS-måler finnes per idag bare i timesoppløsning. Alle data som har høyere oppløsning enn en time, vil derfor være fiktive verdier satt inn med hensikt på demonstrering av batteri og trinnkoblers innvirkning på spenning og effektutjevning.

6.1 NetBas

NetBas er et GIS-basert nettinformasjonssystem levert av Powel (som fra 2020 heter Volue). Systemet gir mulighet for lagring av nettdata, samt tilgang på avanserte simulering- og analyseverktøy [42]. NetBas benyttes som hovedsimuleringsverktøy i IDE-prosjektet. I dette prosjektet benyttes NetBas som verktøy for å hente ut nettinformasjon, som videre skal benyttes til modellering i DIgSILENT PowerFactory. Dette beskrives nærmere i Kapittel 6.2.

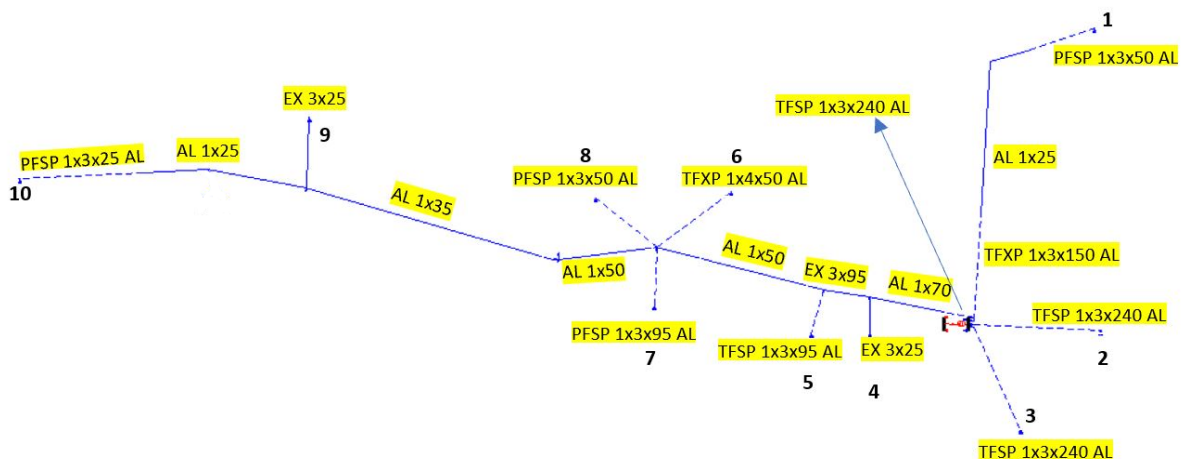
Figur 6.1 viser en oversikt over det aktuelle nettområdet i NetBas. Geografisk tilknytning og identifikasjonsnummer er anonymisert jf. personvernforordningen (GDPR). Nettområdet er et IT-nett med 230 V linjespenning. Lavspenningkretsen består av ti sluttbrukere, hvorav to av sluttbrukene har to AMS-målere hver, som mest sannsynlig kommer av at det er tomannsboliger. Registrert AMS-data er importert til NetBas i modulen *tidsanalyse*, i per-fase-ekvivalent. Det vil si at lasten er likt fordelt mellom de tre fasene, som igjen fører til at det simuleres som et fullstendig symmetrisk trefasenett.



Figur 6.1: Nettskjema i NetBas.

6.1.1 Tilstandsanalyse av nettområdet

Kundemassen består hovedsaklig av husholdninger, men innbefatter også et fåtall kontorer, i tillegg til et større behandlingssenter. Nettet består i hovedsak av luftlinjer, med unntak av jordkablene som er lagt inn til husene. Figur 6.2 viser en oversikt over nettområdets linje- og kabelverrsnitt. På den lengste radialen, reduseres tverrsnittet på luftlinjene fra AL 1x70 til AL 1x25 fra innerste til ytterste nettkunde. Etersom den totale avstanden fra fordelingstransformatoren er 0.695 m, og linjetverrsnittene reduseres, gir dette i NetBas en minste topolt kortslutningsstrøm (I_{k2pmin}) på 0.205 kA på tampen av radialen (knotepunkt 10). Som presentert i Kapittel 3.2, indikerer dette et svakt nett.



Figur 6.2: Nettskjema med tilhørende linje- og kabelverrsnitt.

Installasjon av nettbatteri eller trinnkobler i fordelingstransformatoren vil ikke påvirke kortslutningsytelsen I_{kmin} , ettersom impedansene i nettet forblir de samme. Allikevel, kan de to metodene bidra til å bedre spenningskvaliteten med hensyn på spenningsstøtte. Videre, vil derfor dette uttestes i DIgSILENT PowerFactory.

6.2 Modellering i DIgSILENT PowerFactory

DIgSILENT PowerFactory er et dynamisk analyseverktøy, med mulighet for analyse av kraftsystemer på distribusjonsnett- og sentralnettnivå. Med dynamisk, vises det til verktøyets funksjonsdyktighet når det gjelder analyse av kraftnettet over tid. Programvaren tilbyr blant annet lastflyt-, kortslutning-, pålitelighet-, og stabilitetsanalyser. Analyseutvalget blir dermed bredt, og utvider derfor muligheten for mer avanserte undersøkelser av den respektive demokretsen. I tillegg til den konvensjonelle, statiske lastflytanalysen, som simulerer en lastsituasjon på et bestemt tidspunkt, tilbys også Kvasi-dynamiske simuleringer. Kvasi-dynamiske simuleringer defineres som et tidsvarierende beregningsverktøy for å utføre lastflytsimuleringer i løpet av en gitt tidsperiode (i dette tilfellet en 24-timers periode), i de forskjellige nodene i et elektrisk kraftsystem [43]. Kvasi-dynamiske simuleringer gir derfor muligheter for å simulere lasthendelser over tid; enten det gjelder minutter, timer, dager, måneder eller år.

Denne typen simuleringer vil også være velegnet når det gjelder undersøkelser av batteristyring og styringsprinsipper for trinnkobler, med hensyn på studering av last- og spenningsvariasjoner over tid.

Hovedmotivasjonen for valg av analyseverktøyet er, som nevnt ovenfor, muligheten til å simulere lastsituasjoner over tid. I tillegg stiller programvaren et bibliotek til disposisjon, som inneholder et bredt utvalg av nettkomponenter, utformet etter anerkjente internasjonale standarder. Biblioteket tilbyr blant annet batterilagringssystemer (BESS), i tillegg til fordelingstransformatorer med mulighet for automatisk spenningsregulering. Programvaren PowerFactory benytter også et såkalt "DIgSILENT Programming Language", herunder DPL, som muliggjør brukertilpasning av programvarens algoritme. DPL inngår blant annet i batterikontrollsystemet. Dessuten, er analyseverktøyet også kompatibel ved integrasjon og overføring til andre systemer, som GIS, DMS, PSS/E, EMS og Neplan.

6.2.1 Forutsetninger tilknyttet modellen

For forenkling av modellen og redusert tidsbruk er forutsetninger og begrensninger listet opp nedenfor.

- Last og nettsystem er balansert og symmetrisk.
- Eventuelle feilstrømmer og forstyrrelser er ikke tatt i betraktning under simuleringen.
- Transienter er neglisjert. Transienter kan påvirke isolasjonsens yteevne, og effektmålinger. Siden de oppstår under svært korte tidsintervaller, vil de ikke bli inkludert i påfølgende simuleringer.
- Harmoniske forstyrrelser neglisjeres.
- Kompensering av reaktiv effekt i nettet i form av shuntobjekter/kondensatorer er ikke benyttet.
- Det vil ikke tas høyde for tap relatert til opplading og utlading av nettbatteriet.

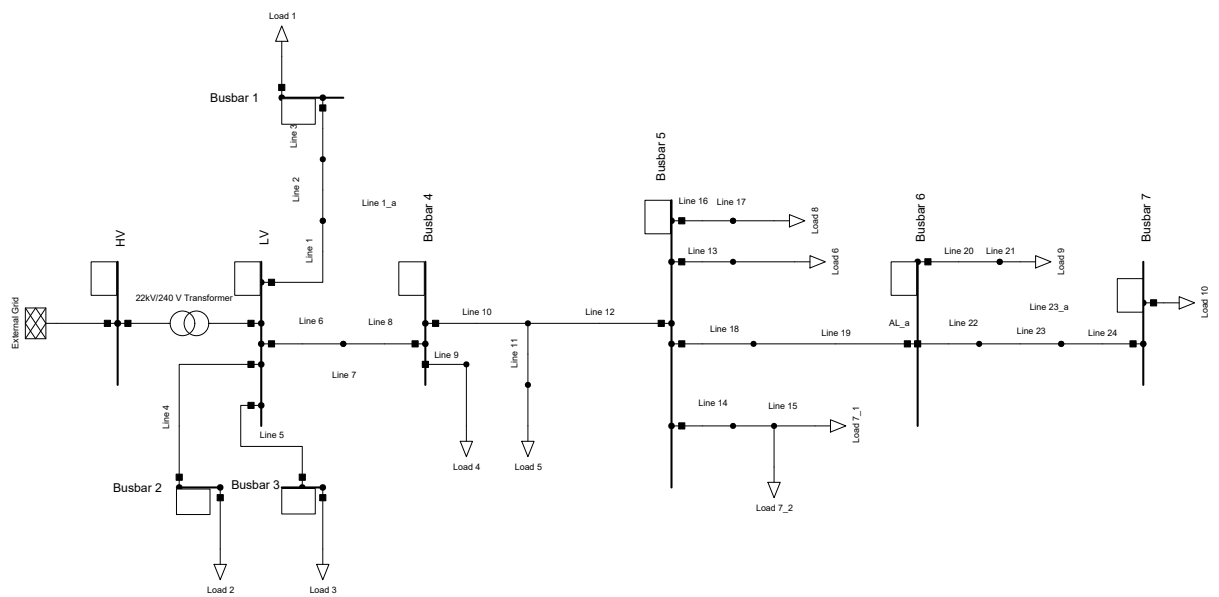
6.2.2 Aktuelle komponenter og endelig modell

Aktuelle komponenter som er brukt for modellering av nettområdet er forklart i Tabell 6.1.

Tabell 6.1: Beskrivelse av aktuelle komponenter som er benyttet for modellering av nettområdet.

Modellnavn PowerFactory	Forklaring
General Load	Last modellert som spenningsuavhengig last. Opptrer som en konstant last med mindre tidskarakteristikk er tildelt den respektive lasten.
External Grid	Øvrig nett er modellert som svingmaskin. Bidrar til at spenningen på høyspentsiden av transformatoren holdes konstant.
BESS	Representerer batteri i PowerFactory. Fungerer i dette tilfellet som en komponent som både kan generere og trekke effekt på grunn av det anvendte kontrollsystemet som er tilordnet batteriet.
Busbar	Samleskinne på norsk. Fundamental nettnerkskomponent hvor størrelse på spenning blir beregnet gjennom lastflyt.
Node	Knutepunkt. Samme type nettverkskomponent som "Busbar", utenom at spenning her ikke blir direkte synlig under simulering.
Line	Modelleres som en PI-ekvivalent. Aktuelle parametre tilegnes etter linje- og kabeltype.
Transformer	Kan velges som både 2- og 3-viklingstransformator. Data som transformatorytelse, spenning på primær- og sekundærside og koblingsgruppe må spesifiseres for at lastflytanalyse kan utføres.

Informasjon og data tilhørende lavspenradialen som skal modelleres, hentes ut fra NetBas. Dette gjelder henholdsvis linje- og kabeldata, lastdata for hver sluttbruker, transformatordata, og øvrig data som korresponderer med det øvrige nettet. Sluttbrukerne er som modellert laster, av typen *General Load* i Power Factory. Det overliggende nettet er modellert som en *External grid*. Nettbatteriet (BESS) modelleres med utgangspunkt i et av de innebygde standardbatteriene i Power Factorys egne bibliotek. Grunnmodell, uten batteri, modellert i PowerFactory er presentert i Figur 6.3.



Figur 6.3: Grunnmodell i DlgSILENT Powerfactory. Modell med større oppløsning er gitt i Vedlegg B.

Grunnmodellen har til sammen 9 samleskinner. Samleskinnene 1-7, her navngitt "busbar", representerer forskjellige knutepunkt i det originale nettsystemet. Knutepunktene er modellert som samleskinner med hensyn på at spenningen kontinuerlig og enkelt skal kunne måles utover i systemet, i tillegg til at de skal fungere som målepunkt når det gjelder trinning av transformator. Dette blir videre omtalt senere i kapitlet. De to AMS-målerne som egentlig tilhører Load 9 er modellert som en last, ettersom lasten registrert av den ene måleren er veldig liten.

For at Power Factory skal kunne gjennomføre relevante tidsanalyser, endres lasten som en funksjon av tiden. For ulike sluttbrukere vil lastvariasjonen hentes ut fra NetBas, slik at det ikke er behov for å ta hensyn til samtidighetsfaktorer og lignende. Gjeldende data er importerte AMS-data, som er aggregert last for alle tre faser som gjennomsnittet over en time. Samme lastvariasjon hos alle sluttbrukere vil ikke være representativ for den reelle situasjonen, siden forbruket vil være forskjellig fra kunde til kunde.

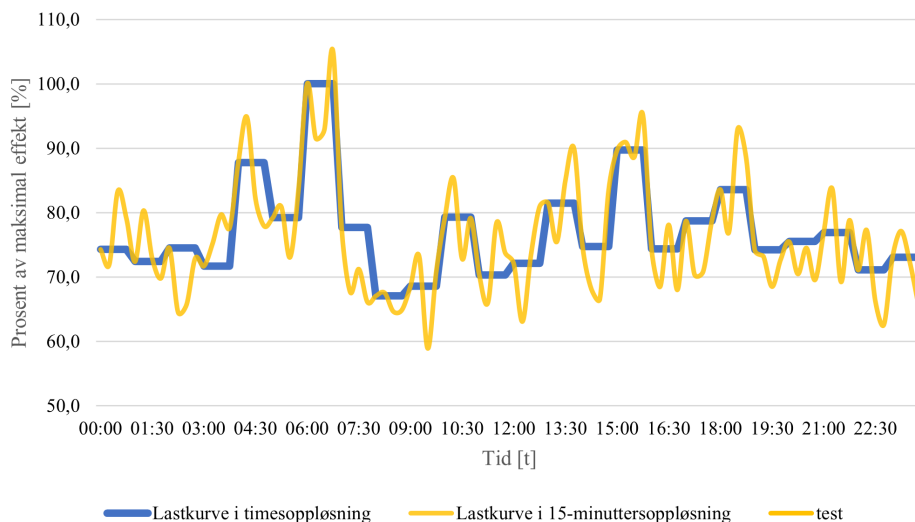
Det lavspente distribusjonsnett i dette tilfellet er et IT-nett, på lik linje som flertallet av nettsystemene i Norge. PowerFactory opererer som standard med TN-nett ettersom dette er enerådende nettsystem i resten av Europa. For at enfaselaster skal operere med riktig spenning, må derfor N-lederen fjernes. Dersom N-lederen består, vil det kunne gi feilaktige

resultater i lastflytanalysen. Nettap vil bli mindre, i tillegg til at nettets kortslutningsytelse og minste kortslutningsstrøm blir høyere enn i realiteten.

6.2.3 Tilegning av lastkurver som tidskarakteristikker

For at lastflyten i nettsystemet skal kunne simuleres over tid, får hver sluttbruker tilegnet hver sin tidskarakteristikk med hensyn på lastvariasjon over det gitte døgnet. Timeskarakteristikkene, basert på prosentvis lastforbruk av maksimal last, er hentet ut fra NetBas' database, hvor lastforbruket er basert på importerte AMS-data, som aggregert last for hver time. Etter at alle nettkundene har fått tilegnet hver sin tilhørende lastkurve, kan lastkurven for hele systemet genereres. Denne lastkurven forteller hvor mye last alle kundene i det gjeldende nettsystemet bruker på samme tidspunkt. På denne måten kan PowerFactory simulere de riktige spenningsforholdene innenfor det gitte tidsrommet.

Figur 6.4 viser et eksempel på lastkurver som kan tilegnes sluttbrukerne. Den blå kurven representerer en lastkurve med timesoppløsning, mens den gule kurven representerer en lastkurve med 15-minuttersoppløsning. Siden det kun finnes last med timesoppløsning i NetBas, er lastkurven med 15-minuttersoppløsning (gul) sammensatt av fiktive verdier mellom timesintervallene. De fiktive verdiene er basert på en tilfeldig trekning av $\pm 10\%$ av lasten i det gjeldende intervallet. Dette vil gjennomgående gjelde for alle verdier som har høyere oppløsning enn timer i denne rapporten. Kurvene er oppgitt i prosent av den maksimale effekten som inntreffer det gjeldende døgnet, som en funksjon av tiden.



Figur 6.4: Lastkurver for et døgn med ulik oppløsning. Blå kurve er last per time. Gul kurve er i 15-minuttersintervaller.

Men 15-minuttersoppløsning gjengis en mer detaljert fremstilling av lastkurvene. Det gjeldende eksempelet poengterer at last i timesoppløsning kan gi noe ukorrekt informasjon på det faktiske omfanget av hvor høy eller lav den faktiske lasten er. Lasten kan også variere mer enn hva som er demonstrert her. I 1-minuttsoppløsning vil lasten igjen variere ytterligere. Simuleringer med last i timesoppløsning kan derfor være mer problematisk i forhold til identifisering av både langvarige- og kortvarige underspenninger.

6.2.4 Modellering av batterisystem

Nettbatteriet modelleres som et batterilagringssystem (BESS) fra PowerFactorys bibliotek. Batterilagringssystemet har som hensikt å forsyne nettet med effekt på tidspunkt når spenningen er lav. For at batteriet skal korrespondere med kvasi-dynamiske simuleringer, må et kontrollsystem tilegnes. Kontrollsystemet er videre forklart i Kapittel 6.2.5.

Siden batteriets opprinnelige funksjon er å bidra til spenningsstøtte, har det initielle ønsket vært å kunne styre batteriet ut fra spenningsmålinger. En begrensning tilknyttet PowerFactorys batteriløsning, er derfor at algoritmen som bestemmer når batteriet skal lades eller utlades styres av effektmålinger. Effekttutjevning som et virkemiddel for spenningsstøtte, er derfor en vesentlig del av rapporten.

6.2.5 Batteriets kontrollsystem

Nettbatteriet skal forsyne med effekt når kundenes effektforbruk er høyt, og lade opp igjen når effektforbruket er lavt. Kontrollsystemets algoritme er derfor implementert med hensyn på effekttutjevning.

Kontrollsystemet som benyttes er nærmere beskrevet i brukermanualen til DIgSILENT PowerFactory [44]. Systemet tar utgangspunkt i kvasi-dynamiske simuleringer, slik at utgangsverdiene til batteriet varierer med effektbehovet i distribusjonsnettet. Kontrollsystemet er DPL-basert, og muliggjør tilpasning av parametre til brukerdefinerte formål til den aktuelle oppgaven. Den fullstendige DPL-koden kan finnes i Vedlegg C, eller studeres i DIgSILENT PowerFactorys brukermanual i [44], for en mer utdypende forklaring.

Kontrollsystemet er i hovedsak bygget opp av 13 forskjellige justerbare parametre. Parametrene er presentert i Tabell 6.2.

Tabell 6.2: Parametre med forklaring tilhørende batteriets kontrollsystem.

	Name	Unit	Description	Forklaring
state variable	SOC	%	State of Charge	Tilstandsvariabel for det aktuelle batterinivået.
parameter	Eini	MWh	Storage Energy Size	Initiell batterikapasitet.
parameter	SOCini	%	Initial state of charge	Batteriets initielle SoC
parameter	SOCmin	%	Minimal state of charge	Laveste batterinivå tillatt i prosent.
parameter	SOCmax	%	Maximal state of charge	Høyeste batterinivå tillatt i prosent.
parameter	Pstore	MW	Nominal storing active power	Batteriets nominelle aktive lagringseffekt.
parameter	Qstore	Mvar	Nominal storing reactive power	Batteriets nominelle reaktive lagringseffekt.
parameter	PFullStore	MW	Power to store at full power	Effektgrense for når batteriet skal lade med maksimal ladeffekt.
parameter	PStartStore	MW	Power to start storing	Effektgrense for når batteriet skal starte opplading.
parameter	Pfeed	MW	Nominal feeding active power	Batteriets nominelle aktive innmatingseffekt.
parameter	Qfeed	Mvar	Nominal feeding reactive power	Batteriets nominelle reaktive innmatingseffekt.
parameter	PStartFeed	MW	Power to start feeding	Effektgrense for når batteriet skal starte tilførsel av effekt.
parameter	PFullFeed	MW	Power to feed at full power	Effektgrense for når det er behov for innmating med maksimal effekt.
parameter	orientation		1=terminal j is closest, otherwise -1	Denne parameteren er en bestemmelse av batteriets orientering, avhengig av retning på lastflyt. Dersom parameteren settes til 1, vil effektflyt som strømmer inn mot batteriet registreres som positiv. Dersom -1, registreres effektflyt som negativ.

SOC er definert som en tilstandsvariabel siden den vil variere avhengig av gjenværende kapasitet i batteriet. Hver av parametrene har en funksjon som bestemmer når batteriet skal starte og avslutte lading- og utladingsprosessen. P_{store} bestemmer eksempelvis batteriets nominelle lagringseffekt, mens $P_{StartStore}$ fastslår hvilken effekt batteriet skal starte lagringsprosessen på. Batteriet vil ikke lade eller utlade med maksimal effekt før

grensene for $P_{FullFeed}$ og $P_{FullStore}$ er nådd.

Effektmåling i kontrollsystemet

Batteristyringen i PowerFactory er avhengig av effektmålinger fra et sted i nettsystemet. Denne effektmålingen kjennetegnes i kontrollsystemet som $P_{Measured}$. Likning 15 viser det initielle utgangspunktet til kontrollsystemet, hvor P_{pv} er tilført effekt fra et PV-system og P_{load} er lasten som blir trukket fra nettet. Siden det ikke finnes lokal produksjon i nettområdet, vil likning 16 være gjeldende.

$$P_{pv} + P_{load} = P_{measured} = P_{(0)line} \quad (15)$$

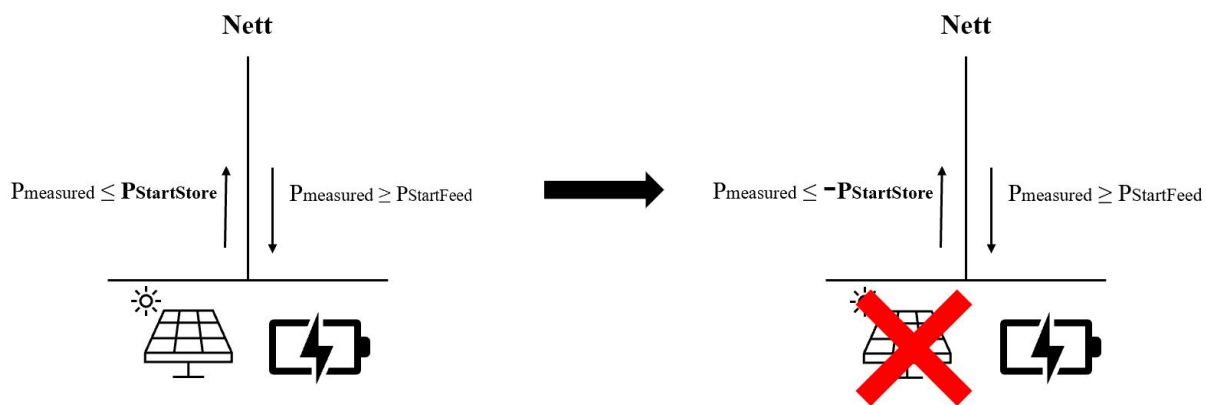
$$P_{load} = P_{measured} = P_{(0)line} \quad (16)$$

$P_{(0)line}$ blir da regnet som effekt målt over den respektive linjen før tilknytning av batteriet. Under simuleringene beregnes dette som vist i likning 17, hvor P_{line} er målt effekt og P_{batt} er effekten som trekkes/tilføres av batteriet på den aktuelle linjen.

$$P_{line} + P_{batt} = P_{(0)line} \quad (17)$$

Et viktig hensyn å ta, er at batterisystemet skal modelleres, og fungere, uten lokal produksjon. I følge PowerFactorys brukermanual, er det initielt tiltenkt at nettbatteriet skal modelleres sammen med et PV-system eller en annen type lokal produksjon, på en felles samleskinne. DPL-koden i kontrollsystemet har dermed satt som utgangspunkt at batteriet kun skal lade dersom lokal produksjon genererer effekt, og utnytte endringen i polariteten til $P_{measured}$ for indikasjon på når batteriet skal lades og utlades.

Når kontrollsystemet skal kunne styres uten lokal produksjon, er det kun effekten som flyter gjennom tilførselsledningen som skal bli hensyntatt. En måte å håndtere dette på, vil derfor være å manipulere parametrene $P_{StartStore}$ og $P_{FullStore}$, slik at målt effektflyt kun blir ensrettet. Fortegnet til parameterne som bestemmer når batteriet skal starte en ladesyklus, må derfor endres til motsatt fortegn. En illustrert forklaring av endring av fortegn er vist i Figur 6.5.

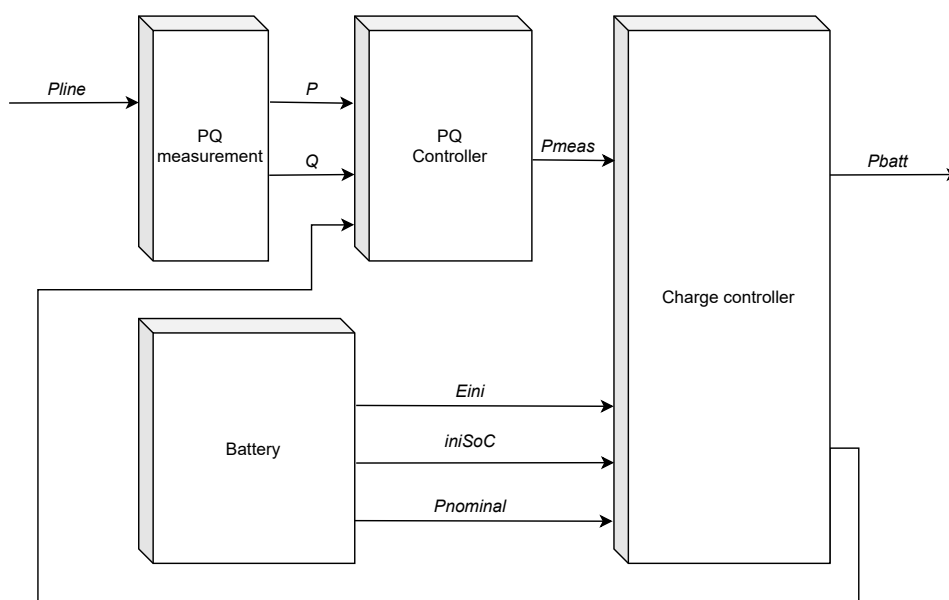


Figur 6.5: Illustrert forklaring av hvorfor fortegn for parameteren $P_{StartStore}$ og $P_{FullStore}$ må endres når effektflyten til batteriet er ensrettet.

Figur 6.5 illustrerer hvordan parameteren for lagringseffekten må endres dersom PV-systemet fjernes. Det samme vil dermed gjelde for $P_{FullStore}$. PV-systemet vil generere en effektflyt i motsatt retning, slik at systemparameteren for når batteriet skal starte å lade har motsatt fortegn i forhold til når batteriet skal starte forsyningen. Dette kommer simpelthen av at DPL-koden på forhånd har definert at nettbatteriet kun skal lades dersom tilknyttet lokal produksjon genererer effekt.

Kontrollsystemets rammeverk

Figur 6.6 illustrerer et forenklet diagram for batteriet og kontrollsystemets virkemåte.



Figur 6.6: Forenklet rammeverk/flytskjema for illustrering av batteriets virkemåte.

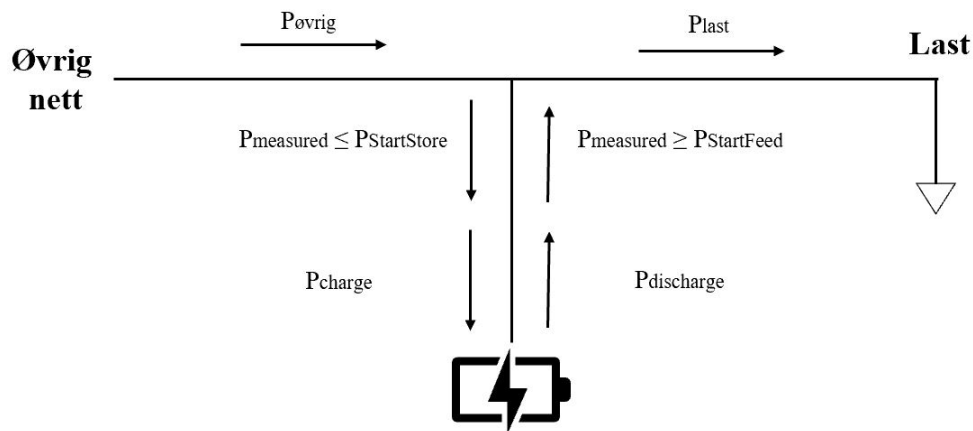
Diagrammet ovenfor gir en oversikt over hvordan batteriet sammen med kontrollsystemet

fungerer i praksis. For at kontrollsystemet i utgangspunktet skal fungere, trengs $P_{measured}$. Denne beregnes som vist i likning 15. $P_{measured}$ vil så være inngangsverdien for å avgjøre når opplading- og utladingssyklusen skal startes og avsluttes.

"Charge control" vil også registrere inngangsverdiene fra batteriet. E_{ini} og $iniSoC$ er de initiale verdiene for batteriets kapasitet og ladetilstand, mens $P_{nominal}$ representerer lade- og utladingseffekten. I Tabell 6.2 betegnes disse som P_{Store} og P_{Feed} . I praksis endres disse verdiene inne i kontrollsystemet i PowerFactory, men blir allikevel her betraktet som batteriets egne nominelle verdier. Disse verdiene forklarer hvilket utgangspunkt som finnes før "charge control" iverksettes.

"Charge control" representerer som navnet tilsier, kontrollsystemet for når opplading- og utladingssyklusen starter. I denne blokken etableres grensene, og tilgjengelig resterende kapasitet for når opplading og utlading skal iverksettes. Kontrollsystemet avgjør hvor mye effekt batteriet kan mate inn eller trekke fra nettet.

Figur 6.7 viser en illustrasjon av batteriets tilkobling og effektflyt i nettet. Figuren demonstrerer at når $P_{measured}$ er mindre enn $P_{StartStore}$, vil batteriet lade med ladeeffekt P_{charge} . På samme måte vil batteriet starte innmating av effekt når $P_{measured}$ er større eller lik $P_{StartFeed}$. Siden $P_{measured}$ er utgangspunktet for å bestemme når batteriet skal starte opp- og utlading, er det denne som videre beregnes. Som vist i likning 15, tilsvarer denne målt effekt i den gjeldene linja før batteriet tilkobles.

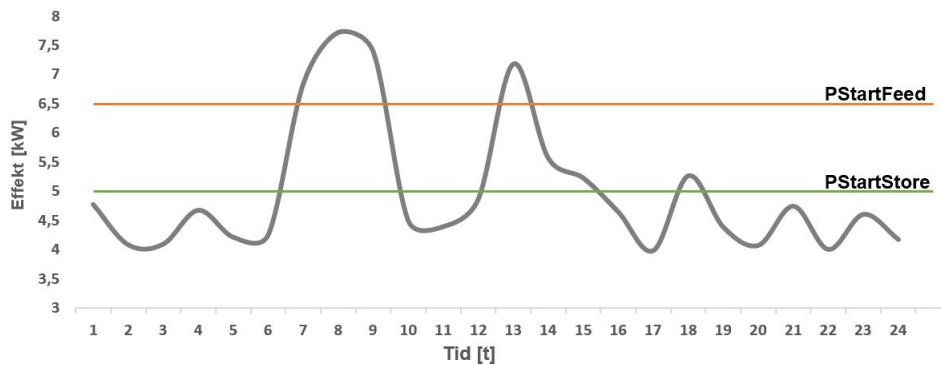


Figur 6.7: Effektflyt til og fra batteri i nettet.

$P_{Measured}$ er, som nevnt, utgangspunktet for å bestemme når batteriet skal starte opp- og utlading. Avhengig av systemet, og hvor målepunktet i nettet er, kan kurven til $P_{Measured}$ for eksempel være lik som Figur 6.8. Ut fra denne kurven kan det fastslås hvor mye effekt som må genereres for at batteriet skal starte innmating til nettet ($P_{StartFeed}$), eller opplading ($P_{StartStore}$).

Figur 6.8 illustrerer hvordan grensene for $P_{StartFeed}$ og $P_{StartStore}$ settes. Den oransje linjen, som representerer $P_{StartFeed}$, indikerer at når effektmålingen overstiger den respektive linjen, vil batteriet starte innmatingen av effekt i nettet. Når effektmålingen understiger den grønne linjen, som representerer $P_{StartStore}$, vil batteriet utnytte denne

effekten til å lade opp igjen til sitt opprinnelige batterinivå.



Figur 6.8: Illustrasjon av hvordan grensene for $P_{StartFeed}$ (oransje) og $P_{StartStore}$ (grønn) kan settes. Nettbatteriet vil mate effekt inn i nettet når målt effekt er høyere enn $P_{StartFeed}$, og lade når målt effekt er lavere enn $P_{StartStore}$.

I tillegg til $P_{measured}$, er batteriets batterinivå (SoC) også betydelig for hvor mye effekt som potensielt kan trekkes og forsynes til nettet. State of Charge er tidligere forklart i Kapittel 4.3.3. Dersom SoC er lik sin minimale verdi, vil ikke batteriet kunne bidra med tilskudd av effekt i nettet. På samme måte vil ikke batteriet starte med ytterligere lading, og dermed ha behov for å trekke effekt fra nettet, dersom batteriet er fulladet. For at batteriet ikke skal lades helt ut, eller helt opp, skal minimum- og maksimumverdien være mindre enn deres respektive ekstremalverdier.

6.2.6 Aktuell batteripakke i forbindelse med IDE-prosjektet

Den aktuelle batteripakken som skal benyttes i forbindelse med IDE-prosjektet er av type Pixii PowerShaper. Relevante data som skal implementeres i kontrollsystemet er gitt i Tabell 6.3.

Tabell 6.3: Relevante data fra batteripakken PowerShaper levert av Pixii.

Type	Lagringskapasitet	Maksimaleffekt
Pixii PowerShaper	65 kWh	30 kW

Batteripakken har en nominell lagringskapasitet på 65 kWh. Tilgjengelig kapasitet vil reduseres på bakgrunn av at batterinivået ikke skal nå 100 eller 0 %. Dette gjøres ved å sette SOC_{min} og SOC_{max} til henholdsvis 10 % og 90 %. Med 80 % tilgjengelig kapasitet vil resterende 52 kWh være den reelle lagringskapasiteten.

Ytterligere data som skal implementeres i kontrollsystemet vil bli vurdert senere i oppgaven.

6.2.7 Forutsetninger og begrensninger tilknyttet batterisystemet

- Batteriet blir simulert som en symmetrisk komponent. Det vil si at effekten som trekkes eller mates inn vil være lik for alle faser.
- Tap tilknyttet opplading og utlading vil ikke bli inkludert i simuleringene.
- Effekttilførselen og -forbruk tilknyttet batteriet vil først og fremst prioritere lading og utlading med aktiv effekt ettersom dette vil ha størst virkning på kraftmarkeder og markeder for forbrukerfleksibilitet[2].

6.2.8 Modellering av transformator med trinnkoblersystem

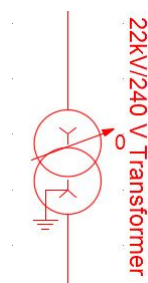
Trinnkobleren i PowerFactory modelleres ved å tilegne den transformortypen muligheter for å endre trinnsstilling. Transformortyper er i dette tilfellet en betegnelse på standardiserte transformatorer. Dette kan hentes ut fra PowerFactorys egne bibliotek eller defineres på egenhånd. Det lavspente distribusjonsnett i PowerFactory baserer, som nevnt, seg på 400 V TN-nett. Det finnes derfor ikke transformortyper som omformer spenningen ned til 230 V. Fordelingstransformatoren vil derfor bli modellert på bakgrunn av oppgitte transformatordata i NetBas. Dette gir også muligheter for senere å endre på parametrene dersom det er behov for det. Grunnleggende transformatordata er gitt i Tabell 6.4.

Tabell 6.4: Grunnleggende transformatordata benyttet i modellering av gjeldende fordelingstransformator.

Nominell spenning	Transformatorytelse	Koblingsgruppe
22 kV/240 V	315 kVA	Yyn0

Data tilhørende trinnkobleren er tilsvarende som tidligere oppgitt i Tabell 5.1, med ± 4 avvik fra trinnsstilling og 2% endring i spenningen per trinn.

Når trinnkobler er opprettet for den gjeldende transformatoren vil den gjeldende trinnsstillingen vises i modellen i Power Factory.



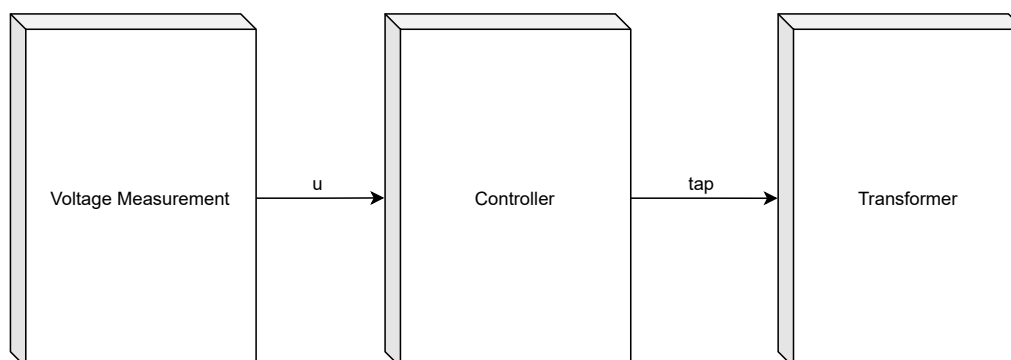
Figur 6.9: Transformator med trinnkobler i PowerFactory. Tallet til høyre for transformatoren viser gjeldende trinnsstilling.

6.2.9 Modellering av trinnkoblers kontrollsystem

I tillegg til Newton-Raphson-iterasjonene, som løser lastflyten i nettet, bruker PowerFactory en ytre sløyfe til å regulere den automatiske trinnkobleren dersom reguleringsgrense er overskredet. Etter lastflyten i nettet er løst, uten å ta hensyn til målverdiene definert av regulatoren, påføres en ytre sløyfe tilknyttet trinnkobleren for å nå disse målverdiene [44]. Avslutningsvis, gjennomføres en ny lastflytanalyse for å fastsette den nye driftsspenningen i nettet.

Trinnkoblerens kontrollsystem i PowerFactory kan styres av det DIGSILENT refererer til som en *direkte metode* og en *trinnvis ("stepped") metode*. Det direkte metoden omfatter en manuell innstilling av trinnkobleren før lastflytberegningene iverksettes. Den nye trinnstillingen vil derfor i denne metoden bli beregnet direkte som en variabel, og vil derfor inkluderes i den indre sløyfen som betrakter Newton-Raphson iterasjonene i lastflytberegningene.

Den indirekte metoden baserer seg på lastflytberegninger med faste trinnstillinger, hvor den nye trinnstillingen beregnes etter spenningsavvik og kontrollsystemets tidskonstanter. Spenningsgrenser og referansepunkt vil i denne metoden avklares i kontrollsystemet. Lastflytberegningene vil videre gjentas helt til det ikke er behov for ytterligere endringer. Disse trinnjusteringene finner sted i beregningenes ytre sløyfe. Flytskjema av trinnkoblerens kontrollsystem er vist i Figur 6.10.



Figur 6.10: Illustrasjon rammeverket for trinnkoblerens kontrollsystem. "u" representerer spenningsmålingen som blir sendt til kontrollsystemet. "tap" er ønsket trinnstilling det skal omkobles til i transformatoren.

Trinnkoblerens kontrollsystem baserer seg på spenningsmåling i et utvalgt referansepunkt. Figur 6.10 illustrerer hvordan den registrerte spenningen sender et signal videre til kontrollsystemet, som igjen avgjør om transformatoren skal trinnes basert på de valgte grenseverdiene. Kontrollsystemet sender videre et signal til transformatoren om trinnstillingen skal endres. Spenningsmålingene foretas hver gang spenningen endres i referansepunktet. Trinnkobler må derfor bli satt opp slik at det er mulighet for justering av følgende parametre:

- Tidsforsinkelse
- Høyeste spenning

- Laveste spenning
- Valg av kontrollert node/samleskinne

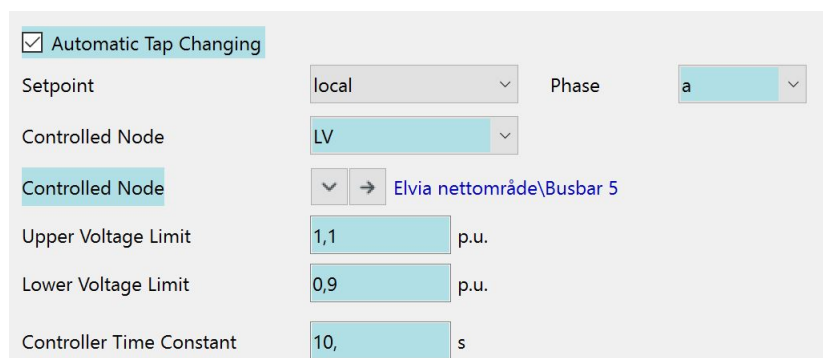
Området mellom høyeste- og laveste spenning omtales videre som trinnkoblerens dødbånd.

Valg av regulatorens referansepunkt

Hvor trinnkoblerens spenningsmåling befinner seg i lavspenningsnett, er avgjørende for hvor mye fordelingstransformatoren trinnes. Dersom målepunktet befinner seg hvor det er lavest spenning, kan dette resultere i en trinnstilling som gir for høye spenninger andre steder i nettet, som igjen medfører at det oppstår et uønsket brudd på FoL. Korrekt referansepunkt og riktig innstilling av trinnkoblerer er derfor viktig for å:

- Oppnå ønsket spenningsnivå i lavspenningsnett.
- Ikke over- og understige kravene i FoL med hensyn på langsomme spenningsvariasjoner.

PowerFactory tillater at vilkårlige samleskinner ("Nodes") kan benyttes som referansepunkt for spenningsreguleringen til trinnkobleren. Når kontrollsystemet er koblet til den respektive transformatoren, muliggjøres valg av referansepunkt som vist i Figur 6.11. Trinnkobleren vil dermed endre trinnstilling etter de valgte spenningsgrensene. Tidskonstanten er et mål på hastigheten til trinnkobleren under lastflytberegningene [44]. Det vil si at en tidskonstant på for eksempel 60 sekunder, kun vil iverksette endring av trinnstilling dersom spenningsmålingen er utenfor grenseverdiene sammenhengende i løpet av den gjeldende tiden. Siden de nye trinnkoblerne Elvia ønsker å ta i bruk i IDE-prosjektet betegnes som svært raske, vil det i dette tilfellet være fornuftig med en liten tidskonstant, som for eksempel 10 sekunder. Med lastvariasjoner i timesoppløsning, vil denne konstanten være neglisjerbar med hensikt på at spenningen uansett forblir den samme over en time. Tidskonstanten vil dermed være mer hensiktsmessig å benytte i lastvariasjoner som har større oppløsning enn ett minutt.



<input checked="" type="checkbox"/> Automatic Tap Changing		
Setpoint	local	Phase: a
Controlled Node	LV	
Controlled Node	→ Elvia nettområde\Busbar 5	
Upper Voltage Limit	1,1	p.u.
Lower Voltage Limit	0,9	p.u.
Controller Time Constant	10,	s

Figur 6.11: Kontrollsystem for tilegning av spenningsgrenser og referansepunkt for trinnkobleren i PowerFactory.

- *Setpoint*: Innstillingsverdien kan velges til å være lokal eller målspenningen på den lavspente samleskinnen ved transformator. Siden spenningen skal måles på en vilkårlig samleskinne i nettet, vil innstillingsverdien settes til lokal.

Phase: Siden innstillingsverdien er lokal, kan det velges hvilken fase spenningen skal måles på. I en per-fase-ekvivalent vil spenningen være lik over alle faser, og det vil derfor være vilkårlig hvilken fase man velger å måle spenningen over.

- *Controlled Node*: Indikerer hvilken node/samleskinne spenningsmålinger skal utføres på. Når en annen samleskinne enn lavspentsiden av transformator velges, vil denne være gjeldende.

- *Upper/Lower Voltage Limit*: Øvre og nedre spenningsgrense settes på bakgrunn av hvor i nettet spenningen skal måles. I dette tilfellet er spenningsgrensene satt tilsvarende FoL (207 V og 253 V). Grensene vil derfor gjelde for det valgte referansepunktet i nettet.

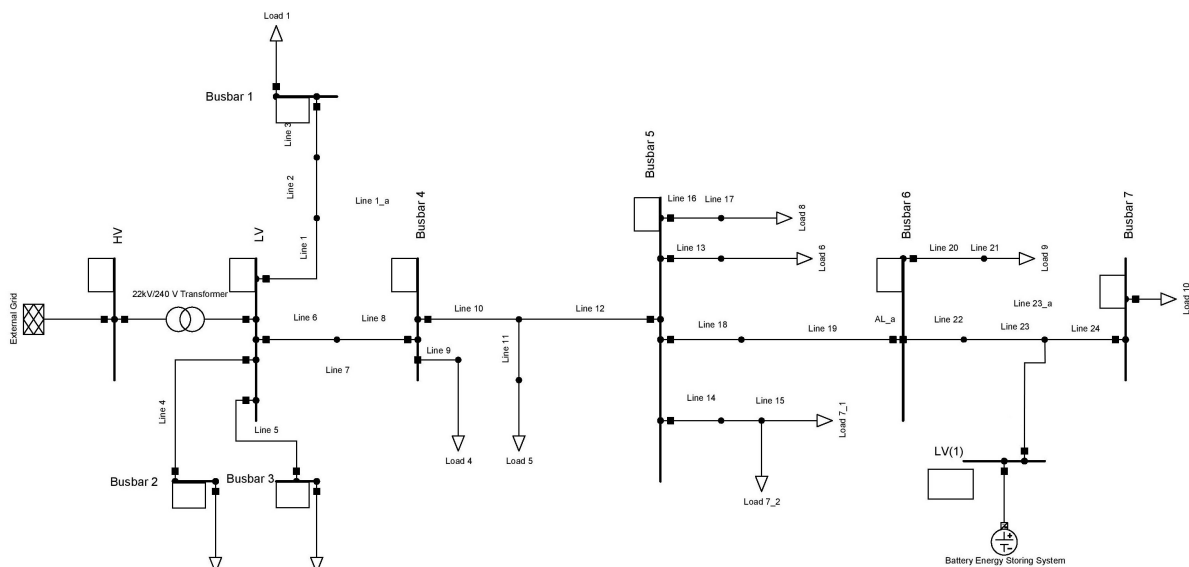
- *Controller Time Constant*: Tidskonstant som et mål for hvor raskt kontrollenheten skal reagere på endringer i målt spenning.

7 Presentasjon av modell i DIGSILENT PowerFactory

I dette kapitlet presenteres den endelige simuleringsmodellen etablert i DIGSILENT PowerFactory. I tillegg presenteres fremgangsmåte og resultater av studier om hvordan nettbatterier og trinnkobler påvirker spenningen i det lavspente distribusjonsnettet. Etter den endelige modellen er fremvist, vil flere ulike case og scenarier bli presentert, hvor resultatene blir fremlagt og analysert i de påfølgende kapitlene.

7.1 Modellen

Figur 7.1 viser hvor i kretsen batteriet tilknyttes lavspenningsnettet. Batteriet vil med denne plasseringen mate inn effekt på det punktet i nettet hvor nettspenningen er lavest. I tilknytningen benyttes en kabel på 1 meter av type TFSP 1x3x240 AL. Det velges en kabel med stort tverrsnitt og kort avstand for at impedansen i kabelen skal være tilnærmet neglisjerbar. Det blir derfor ikke tatt høyde for tap i kabelen tilknyttet batteriet. En utgave av modellen i større oppløsning er gitt i Vedlegg B.

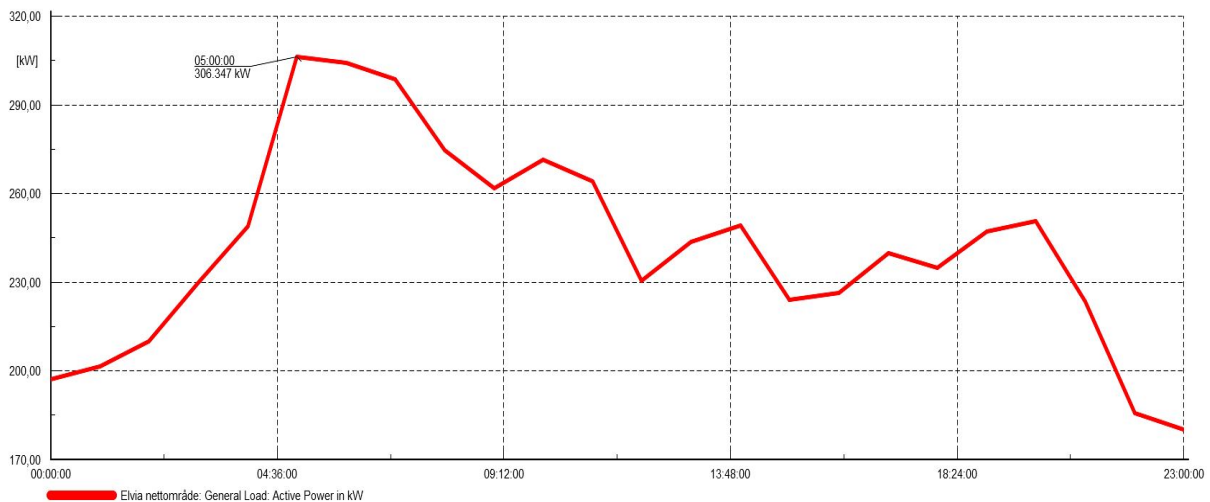


Figur 7.1: Modell med nettbatteri i DIGSILENT PowerFactory. Figuren med større oppløsning er gitt i Vedlegg B.

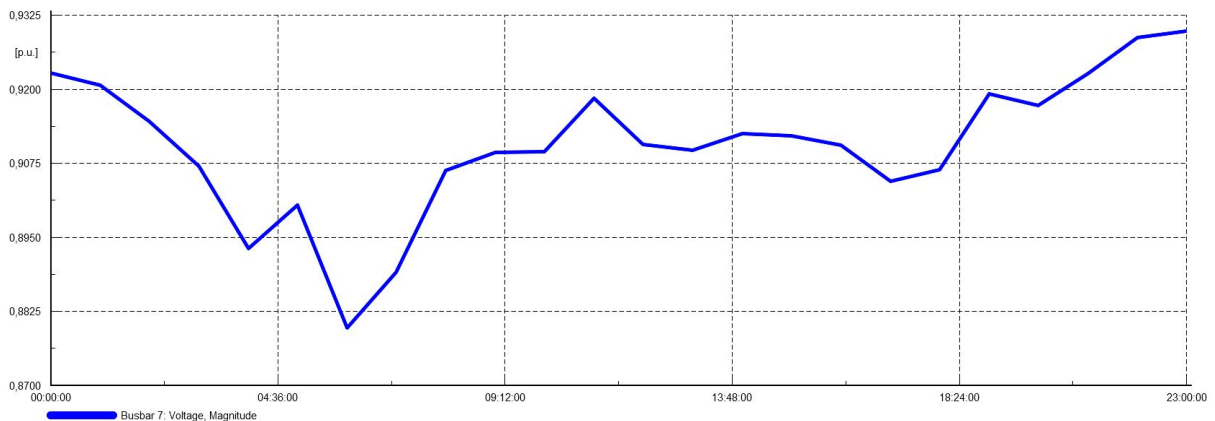
7.2 Nettområdets last- og spenningsprofil

Det er tatt utgangspunkt i nettområdet til en av demo-kretsene fra Elvia Nord. Den nye modulen for timesanalyse i NetBas, gir tilgang på reelle AMS-data som aggregert last over en time. Det kan derfor, gjennom studie av last- og spenningskurver gjennom året 2020, konstateres at dagen med høyest last er 27. februar. På denne dagen bryter den NetBas-estimerte spenningen med grenseverdier i FoL, som indikerer at det er behov for spenningsstøtte. Figur 7.2 viser lastkurven for hele nettområdet etter modellering i

PowerFactory. Den nye nettmodellen gir tilsvarende lastkurve som i Netbas. Lastkurven i NetBas ligger vedlagt i Vedlegg F. I time 5 trekkes en total effekt på 306 kW, som er det høyeste for denne dagen. Denne kurven viser seg å være noe avvikende, sammenlignet med en typisk lastkurve for alminnelig forsyning. Ved alminnelig forsyning vil det typisk oppstå en mer utpreget lasttopp morgen og kveld, noe ulik lastkurven som er presentert her. Som tidligere forklart består nettområdet av et større behandlingssenter, som trekker en større andel av effekten i de gjeldende timene. Dette kan derfor anslås til å være hovedårsaken til den noe uvanlige lastprofilen.



Figur 7.2: Lastkurve for hele nettet 27. februar. Størst last på 306.3 kW inntreffer klokken 05:00.



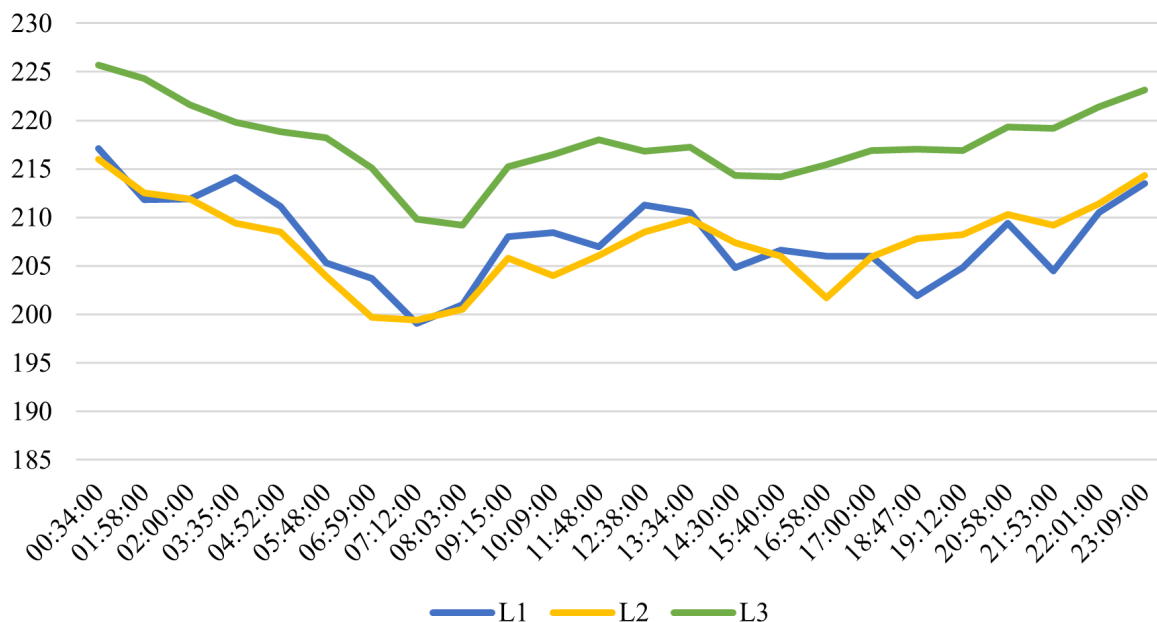
Figur 7.3: Minimumspenning for det gjeldende nettområdet 27. februar. Laveste spenning er simulert til 0.88 p.u. klokken 06:00.

Last- og spenningskurvene fremstår som viktige indikatorer for at modellen i PowerFactory skal tilsvare den som allerede finnes i NetBas. Riktige grunnlagsdata er derfor essensielt når ulike case skal uttestes i PowerFactory-modellen. Den laveste nettspenningen for det gjeldende døgnet er presentert i Figur 7.3.

Nettspenningen er under grensen for FoL (207 V) fra time 3 til time 8. Lavest spenning

oppstår i time 6, med en verdi på 0.88 p.u. Dette tilsvarer omtrent 204 V. I prosjektoppgaven ble det etablert en korreksjonsfaktor med hensyn på usymmetri i den gjeldende kretsen. Det vil si at den reelle spenningen, fordelt på de tre fasene L1, L2 og L3, vil være ulike fra Netbas' per-fase-ekvivalent. Avviket fra den symmetriske spenningen simulert i Netbas, ble satt til å være 2.94 % for den gjeldende kretsen fra den fasen som gir dårligst spenning. Det vil si at den laveste reelle nettspenningen i en av fasene vil være rundt 198 V, eller 0.86 p.u. Når nettbatteriet skal bidra med innmatet effekt, er dette noe som bør hensyntas. I stedet for å heve spenningen til 0.9 p.u., burde derfor batteriet, eller trinnkobleren, heve spenningen til 0.92 p.u. for å sikre at den endelige spenningen gir tilfredsstillende verdier i alle de tre fasene. Dette vil derfor være en viktig forutsetning for de kommende simuleringene.

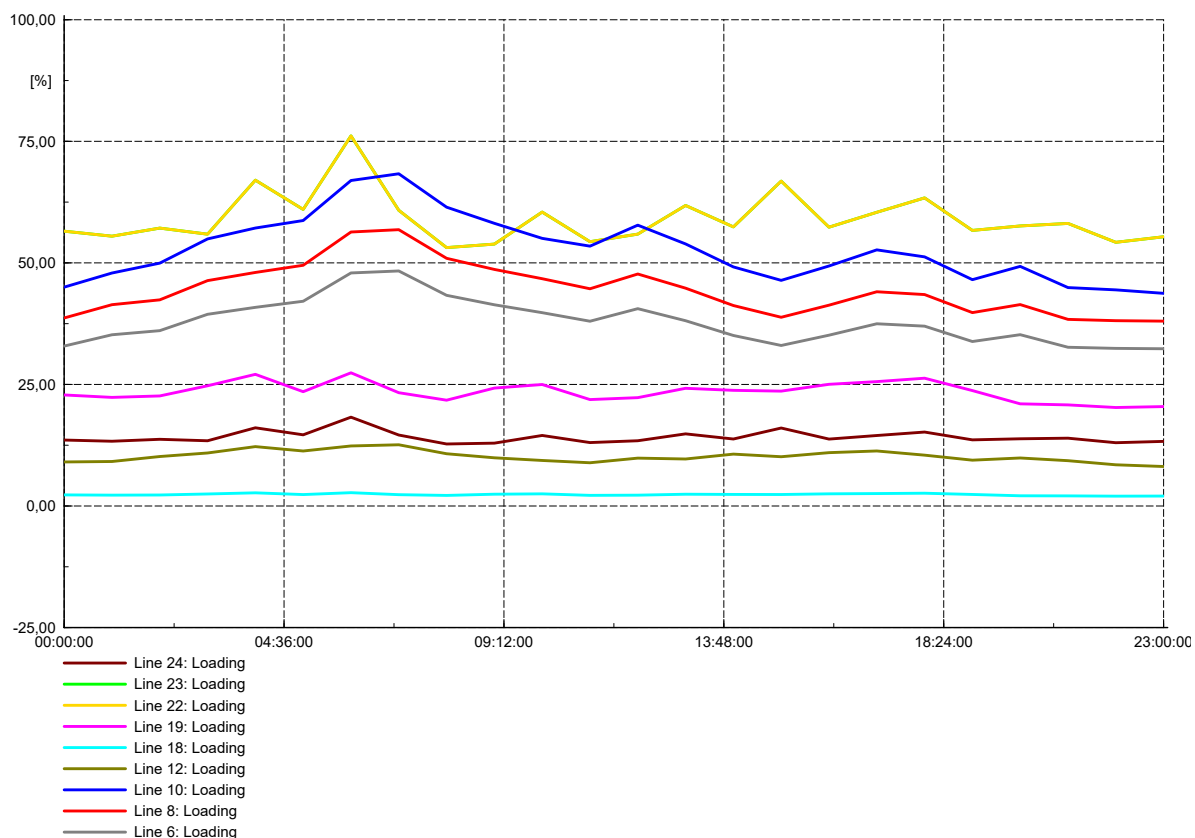
Figur 7.4 demonstrerer også at spenningen bryter med FoL i to av fasene gjennom den gjeldende dagen. Den laveste målte spenningen er 199.1 V klokken 07:12, som underbygger hvorfor det kan være hensiktsmessig å ha som mål å heve spenningen ytterligere. I tillegg viser kurvene at AMS-spenningene ikke alltid måles over samme tidsintervall.



Figur 7.4: Laveste spenning i nettet målt av AMS 27. februar 2020. AMS-data er referert til CET. Spenningen vises derfor som tidsforskjøvet en time i forhold til norsk vintertid (CET+1).

7.3 Linje- og kabelbelastninger

Linje- og kabelbelastninger på den lengste radialen over det gjeldende døgnet er grafisk fremstilt i Figur 7.5. Linje 22 og 23, som er blanke luftlinjer av type AL 1x25, vil ha den største gjennomsnittlige belastningen. Selv om effektflyten gjennom linjene og frem til kunden er liten, vil belastningen påvirkes av linjetypens motstand og begrensede strømføringssevne.



Figur 7.5: Linje- og kabelbelastninger på den lengste radialen over det gjeldende døgnet.

7.4 Caseoversikt

I denne oppgaven er det utformet tre hovedcase:

- **Case 1:** Nettbatteri
- **Case 2:** Trinnkobler
- **Case 3:** Kombinasjon av nettbatteri og trinnkobler

Hovedmålet med alle casene er å finne reelle styringsprinsipper for de ulike strategiene for heving av spenning til et akseptabelt nivå. Diskusjonen rundt styringsalgoritmen vil ta hensyn til iverksetningshyppighet og andre faktorer som øker aldring- og vedlikeholdshastighet, samt både øvre- og nedre spenningsgrenser. Oversikt over alle caser med enkel beskrivelse er gitt i Tabell 7.1.

Tabell 7.1: Oversikt over aktuelle caser med enkel beskrivelse.

Case	Beskrivelse	Kapittelnummer
Case 1	Nettbatteri	8
Case 1.1	Regulering av nettbatteri ved bruk av målepunkt 1 med og uten lading	8.2
Case 1.2	Regulering av nettbatteri ved bruk av målepunkt 2	8.3
Case 1.3	Tilleggscase med fiktive verdier for utprøving av batteripakkens evne til å håndtere spenningsdipper	8.4
Case 2	Trinnkobler	9
Case 2.1	Målepunkt på sekundærsiden av fordelingstransformator	9.2
Case 2.2	Målepunkt ved en annen lokasjon i nettet	9.3
Case 3	Kombinasjon av trinnkoblerstyring og batteristyring	10
Case 3.1	Batteriinnvirkning og endring av trinnstilling med samleskinne 5 som målepunkt	10.2
Case 3.2	Effektbidrag fra nettbatteri på kortvarige underspenninger /spenningsdipper	10.3
Case 3.3	Effektutjevning med nettbatteri sammen med effektbidrag på kortvarige underspenninger/spenningsdipper	10.4

8 Case 1: Simuleringsmodell med nettbatteri

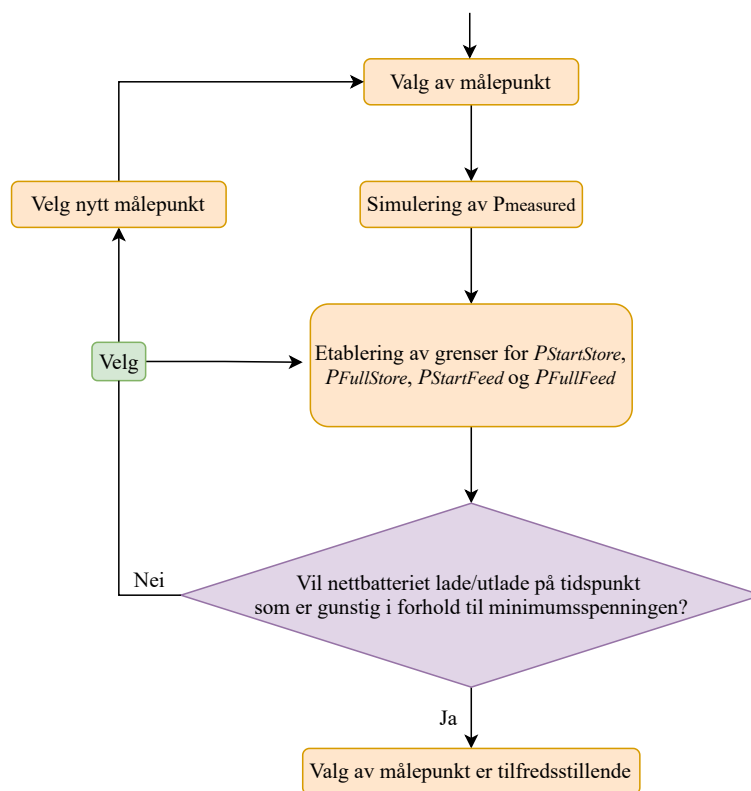
Case 1 fokuserer på implementering og simulering av demokretsen sammen med bidrag fra nettbatteri. Forutsetningene og parametrene for batteripakken, levert av Pixii, er tidligere forklart i Kapittel 6. Målet med caset er å undersøke hvordan batteriet alene kan bidra til å gi tilstrekkelig spenningsstøtte ved både langvarige- og kortvarige underspenninger i de konkrete tidsrommene hvor det er behov for det.

8.1 Metode

I dette kapittelet skal to ulike målepunkt for batteriet studeres:

- Målepunkt ved nettbatteriets lokasjon.
- Målepunkt ved begynnelsen av radialen på fordelingstransformatorens sekundærside.

Siden nettbatteriet styres med utgangspunkt i på effektmålinger, vil de to ulike målepunktene uttestes for å etablere hvor på radialen det er mest effektivt å foreta målinger for å oppnå et tilfredsstillende spenningsnivå. I tillegg skal endring av maksimal linjebelastning før og etter effektbidrag fra batteriet studeres. Flytskjema for valg av målepunkt er vist i Figur 8.1.



Figur 8.1: Generelt flytskjema for valg av målepunkt til nettbatteriet. I denne rapporten skal to målepunkt studeres.

Flytskjema forklarer hvordan målepunktet for batteriet skal etableres. Dersom nettbatteriet lader eller utlader på tidspunkt som er gunstig for nettets minimumsspenning, kan en velge å sette nye grenser for $P_{StartStore}$, $P_{FullStore}$, $P_{StartFeed}$ og $P_{FullFeed}$, for å undersøke om endring av grensene gir bedre spenningsforhold. Dersom spenningsforholdene ikke kan forbedres, må et nytt målepunkt uttestes.

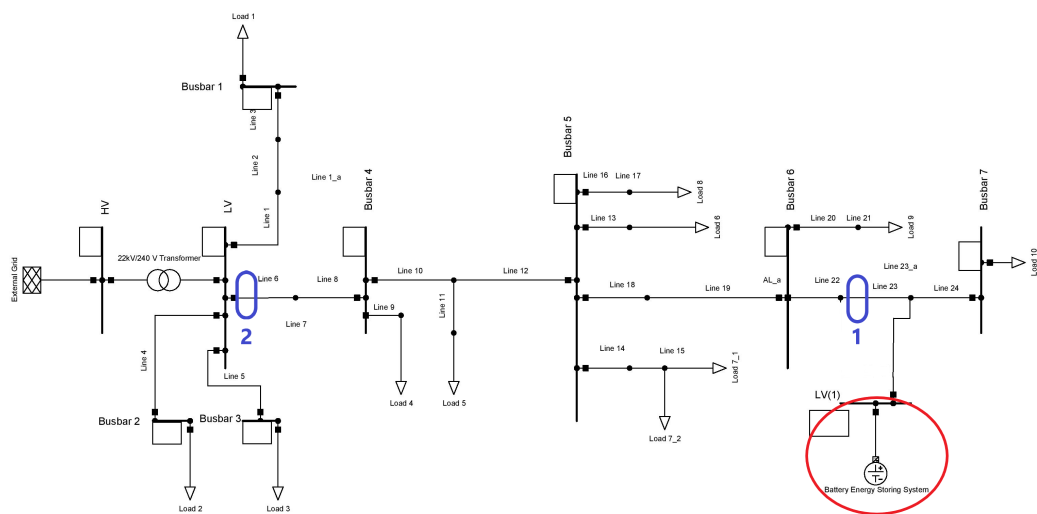
Simuleringen vil utføres over et tidsrom på ett døgn. Døgnet som er valgt, er døgnet hvor høyest last inntreffer samtidig, og dermed genererer lavest spenning det gjeldende året. Batteriets oppgave er å fungere som spenningsstøtte i tidsperioden hvor spenningen er for lav. Caset vil dermed fokusere på etablering av målepunkt og undersøke nettbatteriets evne til å bidra med spenningsstøtte, og hvorvidt det på egenhånd det kan bidra til dette. Simulering med reelle data utføres i timesoppløsning, ettersom det er dette det foreligger tilgjengelige data for. Siden tidsskrittet i simuleringene er på en time, så er spenningsverdien konstant innen timen i simuleringen, men ikke i virkeligheten. Det er derfor valgt å simulere slik at spenning og effekt stiger og avtar i den gitte timen, i stedet for en stolpevis presentasjon av verdiene.

Batteriparametrene for når batteriet skal starte å opplading og utlading, etableres etter simulert $P_{measured}$ -kurve. Den simulerte kurven gir en indikasjon på hvor grensene for $P_{StartFeed}$ og $P_{StartStore}$ skal settes for å oppnå effektutjevning.

I Kapittel 8.4 er det også gjennomført en tilleggscase som fokuserer på batteriets evne til håndtering av spenningsdipper. Dette caset er basert på fiktive data, og er uavhengig av resten av caset.

8.1.1 Aktuelle målepunkt

De aktuelle målepunktene som skal studeres er vist i Figur 8.2. Målepunktene er valgt for å undersøke hvor det er mest hensiktsfullt å måle effekt, for at nettbatteriet skal lade/utlade på mest gunstig tidspunkt, i forhold til heving av minimumsspenningen. Målepunkt 1 og 2 er markert i blå. Nettbatteriets plassering er markert i rød.

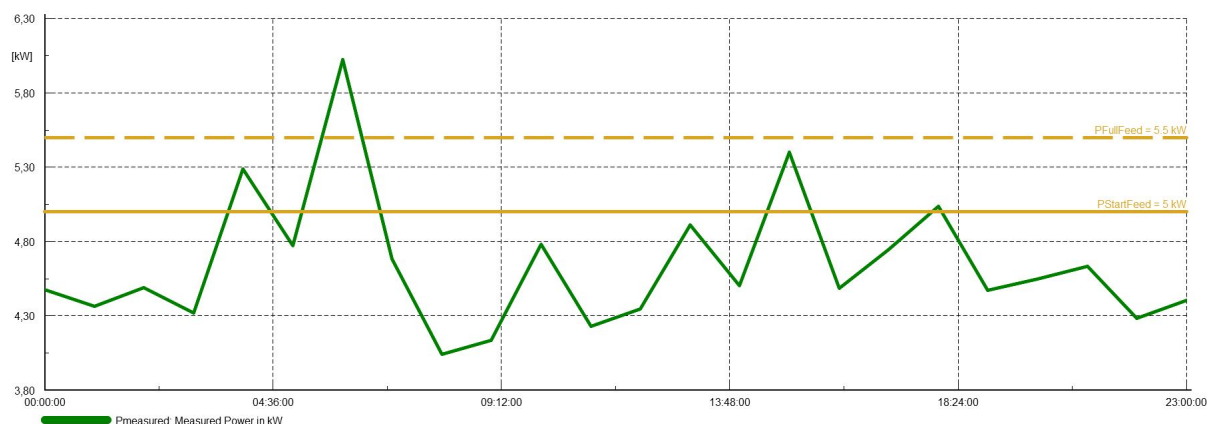


Figur 8.2: Aktuelle målepunkt for nettbatteriet, hvor de blå nummererte sirkelne markerer målepunkt 1 og 2. Rød sirkel markerer det aktuelle nettbatteriet.

8.2 Case 1.1: Regulering av nettbatteri ved bruk av målepunkt 1

I dette caset vil nettbatteriet bli tilknyttet målepunkt 1, med fokus på implementering av aktiv effektstyring med hensyn til effektutjevning. Reelle lastdata og spenningsvariasjoner for det gjeldende nettområdet er inkludert.

Kontrollsystemets parametre settes på bakgrunn av grunnlagsdata fra batteripakken Pixii PowerShaper og $P_{measured}$. $P_{measured}$ i målepunkt 1 er vist i Figur 8.3. Grafen viser lastvariasjon den 27. Februar for kunde 10. De gule linjene indikerer hvor effektgrensene $P_{StartFeed}$ og $P_{FullFeed}$ kan settes for å oppnå en utjevning av lasttoppene.



Figur 8.3: $P_{measured}$ for målepunkt 1. De gule linjene indikerer hvor effektgrensene $P_{StartFeed}$ og $P_{FullFeed}$ kan settes for å oppnå en utjevning av lasttoppene.

Som vist i Figur 8.3, er lastforskjellen mellom laveste og høyeste forbrukstidspunkt 2 kW. Grenser relatert til lading og utlading, må derfor settes innenfor intervallet [4,6] kW.

Batteriets nominelle kapasitet E_{ini} , er valgt på bakgrunn av batteripakkens egen kapasitet. Ettersom 30 kW innmatings effekt vil være noe overdrevet i forhold til behovet for å heve spenningen fra 0.88 pu, vil det i stedet utprøves med en nominell effekt på 10 kW. SOC-grensene på [0.1, 0.9] vurderes for batteriet å sikre en sikker operasjon, noe som tilsvarer en DoD på 80 % og tilgjengelig kapasitet på 52 kWh. Aktuelle parametre for batterisystemet for case 1.1 er vist i Tabell 8.1.

Tabell 8.1: Aktuelle parametre for batterisystemet tilknyttet case 1.1.

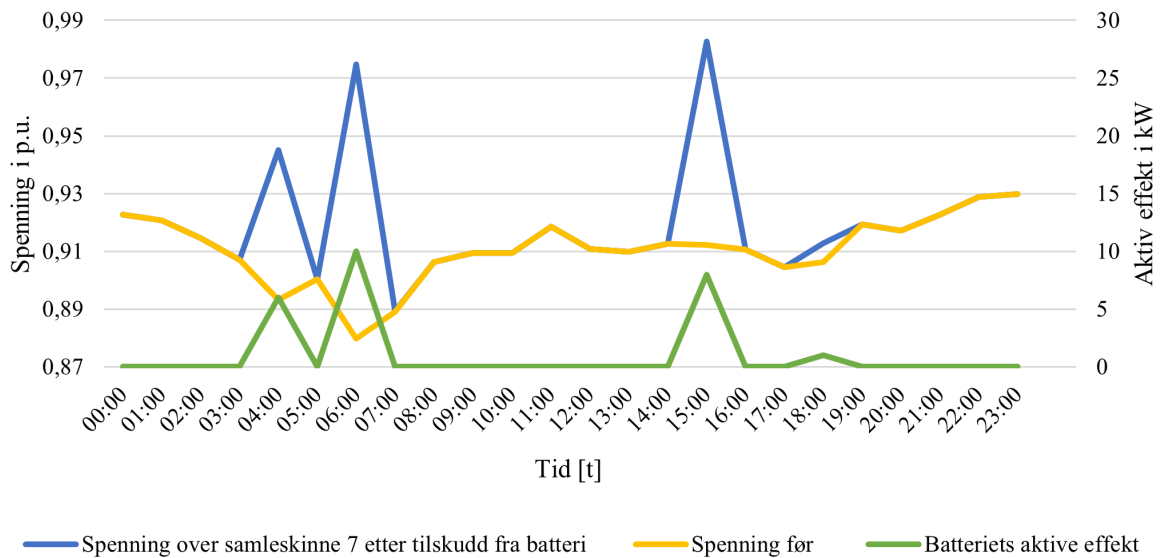
Parameter	Initiell verdi
E_{ini}	0,065 MWh
SOC_{ini}	80 %
SOC_{min}	10 %
SOC_{max}	90 %
P_{Feed}	0,01 MW
$P_{StartFeed}$	0,005 MW
$P_{FullFeed}$	0,0055 MW

8.2.1 Uten lading

Mellom time 3 og 8 er nettspenningen til den ytterste sluttbrukeren under 0.9 p.u. Det er derfor ønskelig at batteriet kan tilføre nok effekt til at spenningen heves til et akseptabelt nivå.

Med en initiell batterikapasitet på 65 kWh, viser Figur 8.4 resultater for endringen av spenningen på samleskinne 7 (hvor spenningen er lavest), og hvor mye effekt som tilføres fra batteriet over det aktuelle døgnet. Gul og blå linje representerer henholdsvis

spenningen over samleskinne 7 før og etter effekttilførsel fra batteriet. I dette scenariet vil ikke batteriet lade opp igjen.



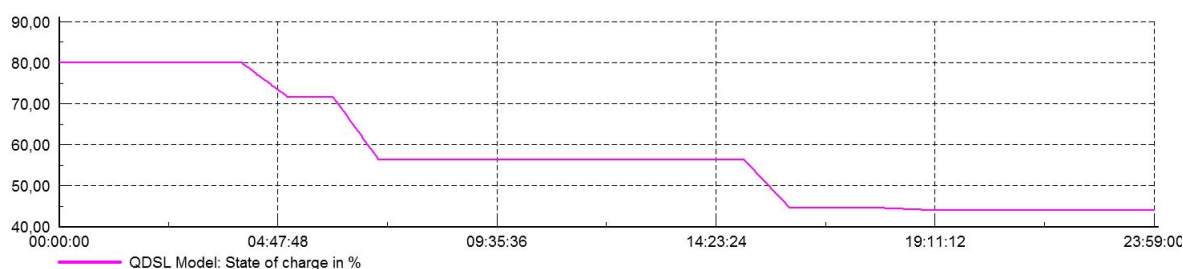
Figur 8.4: Spenning over samleskinne 7 før og etter effektstøtte fra batteri, sammen med batteriets effektbidrag.

I time 4, 6, 15 og 18 vil batteriet bidra med en effektstøtte på henholdsvis 6 kW, 10 kW, 8 kW og 1 kW. Effektbidraget fra batteriet medfører at spenningen heves fra 0.89 til 0.945 p.u. i time 4. Det vil si at en tilførsel på 6 kW gir en spenningsøkning på 5.8 %. I time 6, når spenningen opprinnelig var på sitt laveste, vil en tilført effekt fra batteriet på 10 kW gi en økning fra 0.88 til 0.97 p.u. Siden effektforbruket også overstiger 5 kW i time 15 og 18, vil batteriet også tilføre effekt i disse timene. I time 15 gir 8 kW effektforsyning en økning i spenningen til 0.98 p.u. Dette blir den høyeste målte spenningen på samleskinne 7 for det gjeldende døgnet. Siden det fortsatt er mindre enn 10 % forskjell i spenningen, vil dette ikke defineres som et spenningsprang, men kan likevel gi en indikasjon på at effekttilførselen fra batteriet kan reduseres noe.

Den laveste spenningen inntreffer i time 7, med en størrelse på 0.89 p.u. Dette er et direkte resultat av at batteriet ikke aktivt forsyner med effekt den gjeldende timen. Med usymmetri tatt i betraktning, vil det mest sannsynlig også være særlig behov for spenningsstøtte i time 7. Basert på at batteriet foretar effektmålinger for å avgjøre når forsyning og trekking av effekt skal starte, vil dette være en utfordring å oppnå siden effektkurven synker fra 6 til 4.6 kW mellom klokken 6 og 7. Det betyr at $P_{StartFeed}$ må endres til 4.6 kW, som igjen gjør at batteriet starter effektforsyning på andre tidspunkt hvor det ikke er like gunstig. Batteriet vil derfor bruke opp unødvendig kapasitet på effektutjevning i tidsrom hvor det ikke er like stort behov for det.

Batteriets utladningsprosess er presentert i Figur 8.5. Den illustrerte grafen viser batteriets State of Charge, med en initiell verdi lik 80 % av batterikapasiteten. Klokken 04:00 er effektbehovet høyere enn effektgrensen $P_{StartFeed}$, og batteriet begynner derfor å lade ut til SOC = 72 %, som vist i Figur 8.5. Batteriet lader ut i varierende hastighet, som følge av

ulik mengde effekt som mates ut i nettet. Den maksimale utladningsdybden er 90 %, som samsvarer med en SOC_{min} på 10 % av batteriets kapasitet. Det observeres her at laveste verdi i dette tilfellet er 44 %. Batteriet har derfor gjenværende kapasitet lik 34 % til neste dag starter.



Figur 8.5: SoC med innkoblet batteri.

Belastning på linjer og kabler

I Kapittel 4.1, ble det etablert at nettbatterier vil være kurant for å redusere av belastning på linjene. Det er derfor undersøkt hvor mye belastningene avtar på den lengste radialen. Resultatene er vist i Tabell 8.2.

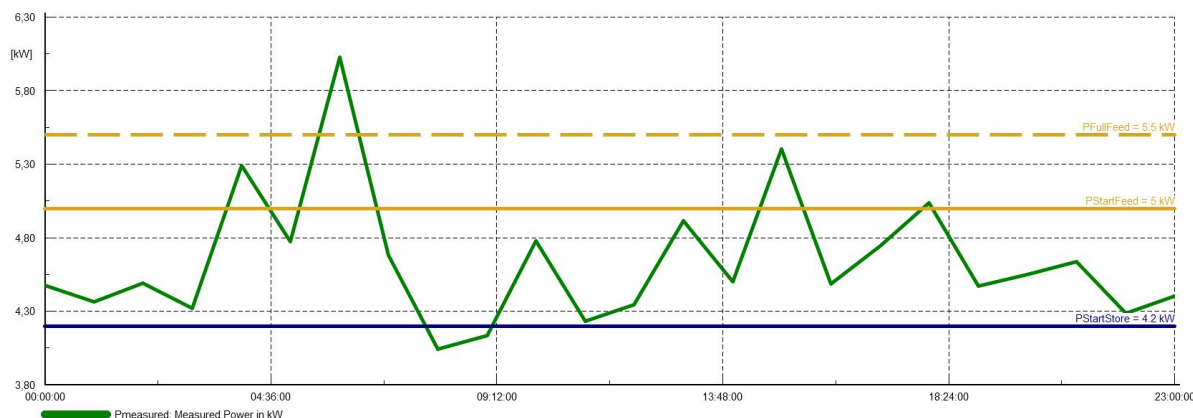
Tabell 8.2: Sammenligning av prosentvis høyeste times-belastning av linjer og kabler langs hovedradialen med og uten tilknyttet batteri.

Linjenavn	Uten batteri[%]	Med batteri[%]	Differanse
Line 6	48,34	48,33	-0,01
Line 8	56,83	56,82	-0,01
Line 10	68,33	68,32	-0,01
Line 12	12,59	12,59	0,00
Line 18	2,74	2,56	-0,18
Line 19	27,39	25,58	-1,81
Line 22	76,12	61,81	-14,31
Line 23	76,12	61,81	-14,31
Line 24	18,27	16,65	-1,62

Tabell 8.2 viser at linje 6, 8, 10 og 12 vil være tilnærmet upåvirket av effektforsyningen til batteriet. Den marginale endringen på -0.01 % er forårsaket av at en liten del av effekten som blir distribuert ut i nettet av batteriet, også vil flyte gjennom disse linjene i motsatt retning. Linje 18, 19, 22, 23 og 24 vil derimot oppnå en større andel avlastning av belastningen på linjene. Den største differansen er i linje 22 og 23, som er linjene som ligger nærmest foran batteriet. Batteriet bidrar her til å redusere belastningen på linjene som ligger nær innmatingspunktet.

8.2.2 Med lading

Når det skal inkluderes lading av batteriet, må effektgrensen for $P_{StartStore}$ bestemmes ut i fra $P_{measured}$. Den nye effektgrensen er markert i blå i Figur 8.6.



Figur 8.6: $P_{measured}$ for målepunkt 1 når lading også skal inkluderes. De gule linjene ($P_{StartStore}$ og $P_{FullStore}$) representerer når batteriet skal mate effekt inn i nettet. Den blå linjen $P_{StartStore}$ representerer når batteriet skal starte opplading.

Den nye grensen for opplading bestemmes ut fra bunnpunktet til $P_{measured}$ over linje 22. Siden laveste lastforbruk inntreffer klokken 08:00, vil verdien for $P_{StartStore}$ settes lik 4.2 kW, slik at batteriet vil lade mellom klokken 07:45 og 09:06.

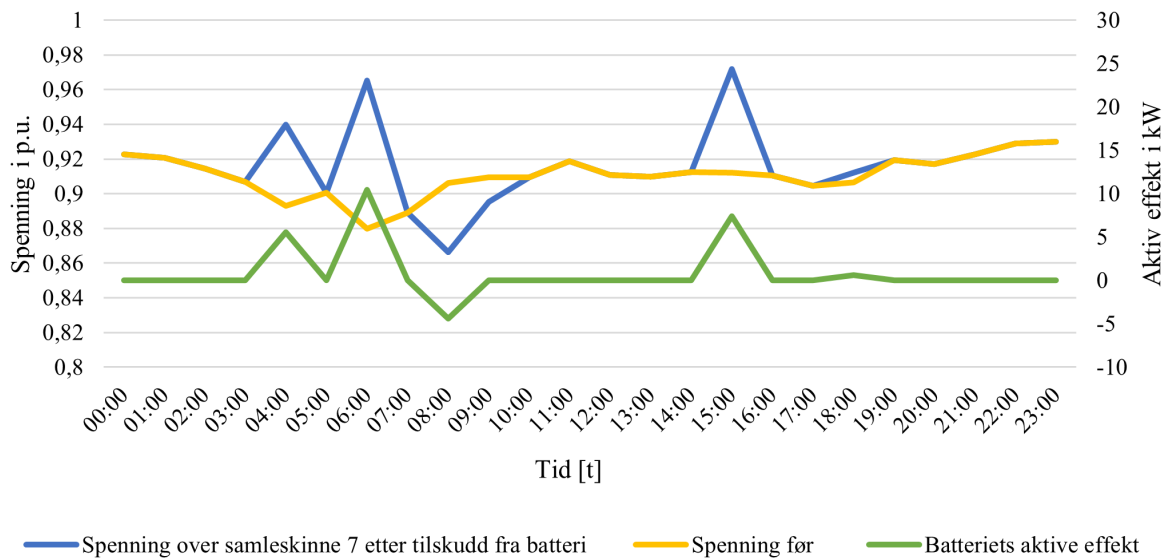
Innstilling for parametrene i batteripakken er vist i Tabell 8.3, $P_{StartStore}$ settes nå negativ, slik at den måler effekten lik linje som $P_{startfeed}$. Batteriets nominelle ladeeffekt P_{store} bestemmes til å være 5 kW. Resterende parametre vil være like som scenariet uten lading.

Tabell 8.3: Innstilling for batteriparametre når batteriet også skal lades.

Parameter	Initiell verdi
E_{ini}	0,065 MWh
SOC_{ini}	80 %
SOC_{min}	10 %
SOC_{max}	90 %
P_{Store}	0,005 MW
$P_{StartStore}$	-0,0042 MW
P_{Feed}	0,01 MW
$P_{StartFeed}$	0,005 MW
$P_{FullFeed}$	0,0055 MW

Batteriet skal nå tilføre effekt når 5 kW overstiges, og starte ladingssyklusen når målt effekt er under 4.2 kW. Siden det er lite variasjon i effektkurven, er dette den minste verdien

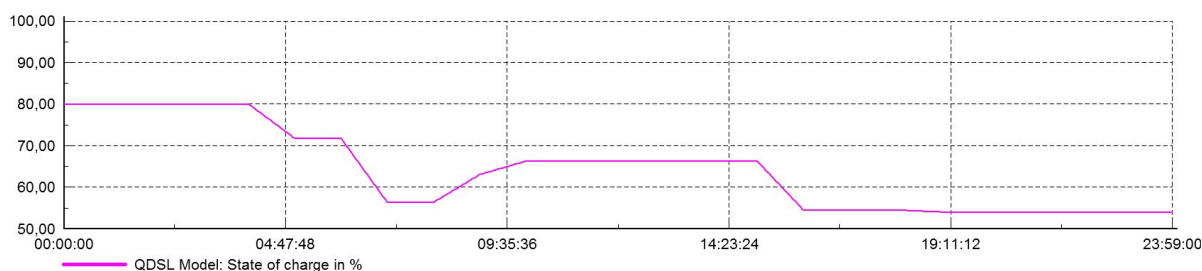
$P_{StartStore}$ kan ha for at lading kan utføres. Figur 8.7 presenterer effektkurven for batteriet (grønn), spenning før (gul), og spenning etter (blå) batteriet tilkobles.



Figur 8.7: Spenning over samleskinne 7 før og etter effektstøtte fra batteri, sammen med batteriets effektbidrag. Batteriets aktive effekt blir negativ når det lader.

Effektforsyningen blir den samme som når batteriet ikke prioriterer lading, men det vil også trekkes effekt fra nettet i time 8, når batteriets effektkurve blir negativ. I time 8 vil dermed batteriet lade med en ladeeffekt på 5 kW. Spenningskurven vil i dette tilfellet være lik som i scenariet uten lading, med unntak av nedgangen av spenningen til 0.87 p.u. klokken 08.00. Siden effektkurven for sluttbrukeren ytterst på radialen ikke samsvarer med variasjonen i spenningskurven, vil tidspunktet for når ladingen av batteriet starter, fremstå som ugunstig for heving av spenning på riktige tidspunkt. Ladingen forårsaker at spenningen synker til en verdi som ikke er ønskelig for å opprettholde eller forbedre spenningskvaliteten. Det må derfor undersøkes om målepunkt 2 kan være et bedre alternativ for å bestemme grenseverdiene for når batteriet skal mate inn og trekke effekt fra nettet.

Kurvene for SoC er vist i Figur 8.8. Ladingen av batteriet inntreffer når SoC-kurven stiger fra 55 % til 65 %. Dette resulterer i at batterinivået ender på omtrent 55 % i slutten av det respektive døgnet. Sammenlignet med scenariet uten lading, gir dette et tillegg i gjenværende kapasitet på 9 %.



Figur 8.8: SoC med innkoblet batteri, når batteriet også skal lades. Ladingen av batteriet gir en økning på 10 % av gjenværende batterikapasitet.

Belastning på linjer og kabler

Når batteriet lades, vil linjebelastningen påvirkes av den ekstra lasten batteriet påfører nettet. Tabell 8.4 viser hvordan linjenes maksimale belastning endres som følge av batteriets lading.

Tabell 8.4: Sammenligning av prosentvis høyeste times-belastning av linjer langs hovedradialen med og uten tilknyttet batteri.

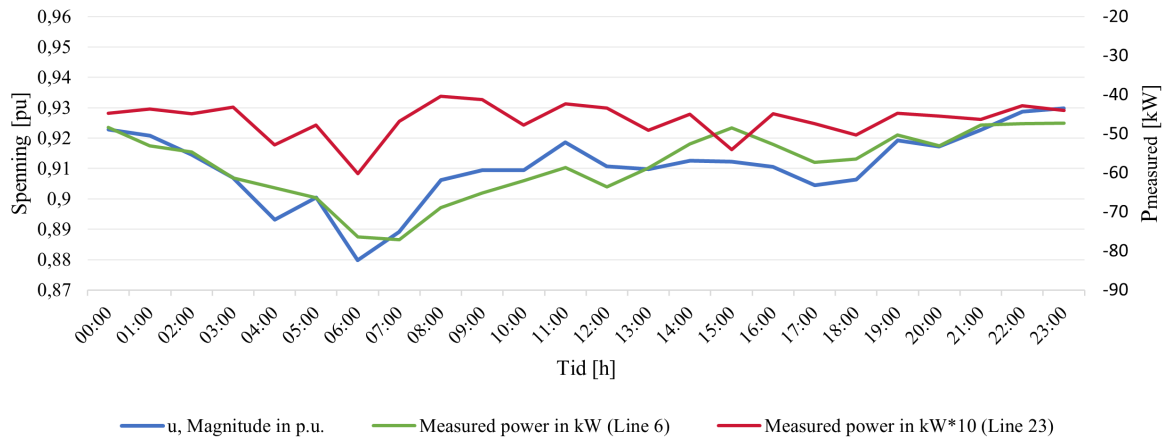
Linjenavn	Uten batteri[%]	Med batteri[%]	Differanse
Line 6	48,34	48,33	-0,01
Line 8	56,83	56,82	-0,01
Line 10	68,33	68,32	-0,01
Line 12	12,59	12,59	0,00
Line 18	2,74	3,42	0,68
Line 19	27,39	34,24	6,85
Line 22	76,12	104,77	28,65
Line 23	76,12	104,77	28,65
Line 24	18,27	16,65	-1,62

Ladingen medfører at linjene som ligger nærmest batteriet får en 29% økning av belastningen. Det vil si at en nominell ladeeffekt på 5 kW, fører til at de nærliggende kablene overbelastes i det tidsrommet batteriet opptrer som en last i nettet. Et alternativ for å unngå overbelastning kan derfor være å øke linjetverrsnittene rundt nettbatteriet.

8.3 Case 1.2: Regulering av nettbatteri ved bruk av målepunkt 2

Når batteriet foretar effektmålinger der det er behov for spenningsstøtte, er det naturlig at variasjonen av effekt gjennom døgnet er mindre enn ved en lokasjon hvor flere kunder er tilknyttet. Siden sluttbrukerne har forskjellige forbruksmønstre, vil dette påvirke utfallet for variasjonen av nettspenningen. Effektkurven nærmest kunden(e) som har behov for spenningsstøtte, vil derfor ikke gjengi den korrekte spenningskurven i løpet av den målte tidsperioden.

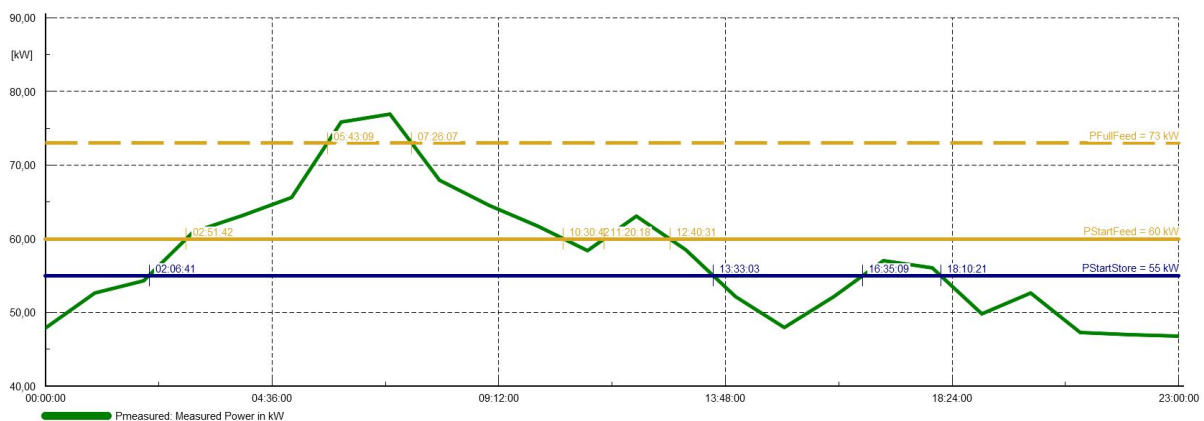
Figur 8.9 illustrerer hvordan effektvariasjonen i målepunkt "Line 6", den første linjen på den lengste radialen, gjengir spenningsvariasjonene i nettsystemet på en bedre måte enn målepunktet ved batteriets lokasjon. Den blå linjen, som tilhører venstre akse, representerer den laveste spenningen gjennom døgnet, mens rød og grønn linje representerer den målte effekten på de to ulike målepunktene. Effektkurven som tilhører "Line 23" er multiplisert med ti for å kunne gjengis i samme diagram, og dermed illustrere hvordan variasjonen er mer marginal.



Figur 8.9: Sammenligning av hvordan effektvariasjon nær fordelingstransformator bedre gjengir spenningsvariasjonen i nettet, enn effektvariasjonen ved nettbatteriets lokasjon. Rød linje er multiplisert med ti for å kunne gjengis i samme diagram.

Effektmålingen $P_{measured}$ er i dette tilfellet negativ, slik at det er enklere for leseren å se en tydelig sammenheng mellom effekt- og spenningskurvene.

Når målepunktet til nettbatteriet endres, er det naturlig at parametrene i kontrollsystemet også må endres. Derfor er det nødvendig at en ny $P_{StartStore}$ og $P_{StartFeed}$ etableres for å bestemme når batteriet skal starte ut- og oppladning. Kurvene i Figur 8.9 viser at spenningen ligger under 0.9 p.u. mellom klokken 5 og 6, frem til omtrent klokken 8 om morgenen. Når spenningen er lavest klokken 7, måles effekten $P_{measured}$ til ca. 77 kW. Dette betyr at batteriet bør starte forsyningen til nettet før denne verdien nås. Figur 8.10 viser hvordan grensene for P_{Store} og P_{Feed} kan settes i dette tilfellet.



Figur 8.10: $P_{measured}$ med gjeldende grenser for lading og utlading av batteriet.

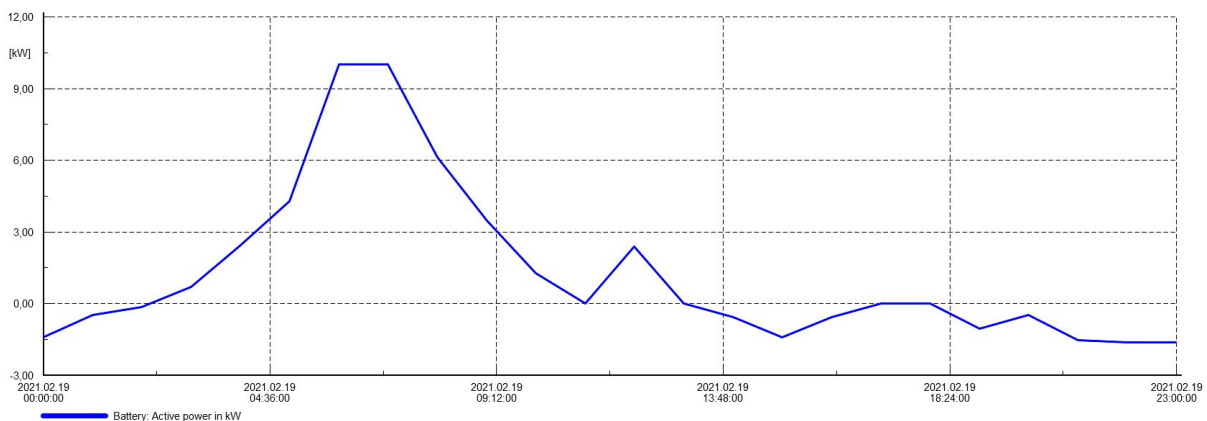
$P_{StartFeed}$ settes lik 60 kW for å redusere effekttoppen som vises i Figur 8.10. Batteriet vil nå starte oppladning når det flyter 60 kW eller mindre ut på radialen. På samme måte, settes $P_{FullFeed}$ lik 73 kW, slik at batteriet forsyner med full effekt når den største effekttoppen inntreffer. De nye verdiene for kontrollsystemet er presentert i Tabell 8.5.

Tabell 8.5: Innstilling for batteriparametre.

Parameter	Initiell verdi
E_{ini}	0,065 MWh
SOC_{ini}	80 %
SOC_{min}	10 %
SOC_{max}	90 %
P_{Store}	0,003 MW
$P_{StartStore}$	-0,055 MW
P_{Feed}	0,01 MW
$P_{StartFeed}$	0,060 MW
$P_{FullFeed}$	0,073 MW

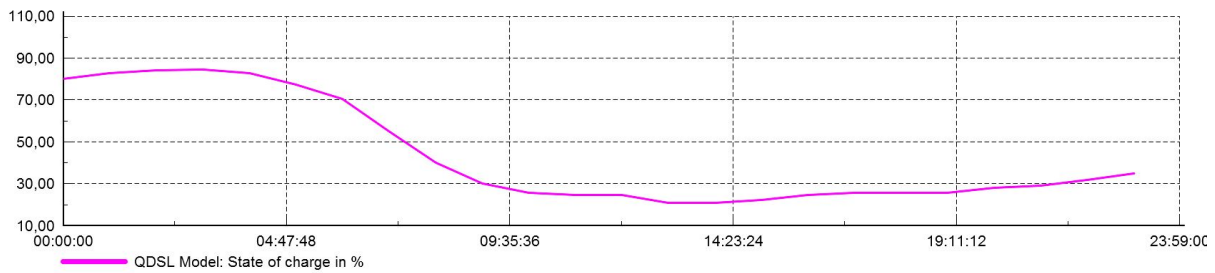
I tillegg til parametrene for når batteriet skal starte opp- og utlading, er også den nominelle effekten endret. Den nominelle effekten for lagring er redusert med 2 kW, sammenlignet med de tidligere verdiene. Dette er fordi en høyere verdi forårsaket at batteriet trakk for mye effekt i enkelte tidsrom, slik at spenningen havnet under 207 V.

Batteriets effektkurve over det gjeldende døgnet vil nå se ut som Figur 8.11.



Figur 8.11: Effektkurve for batteriet når målepunktet er innerst på radialen. Batteriet forsyner med 10 kW mellom klokken 05:43 og 07:36 som følge av at målt effekt er over 73 kW.

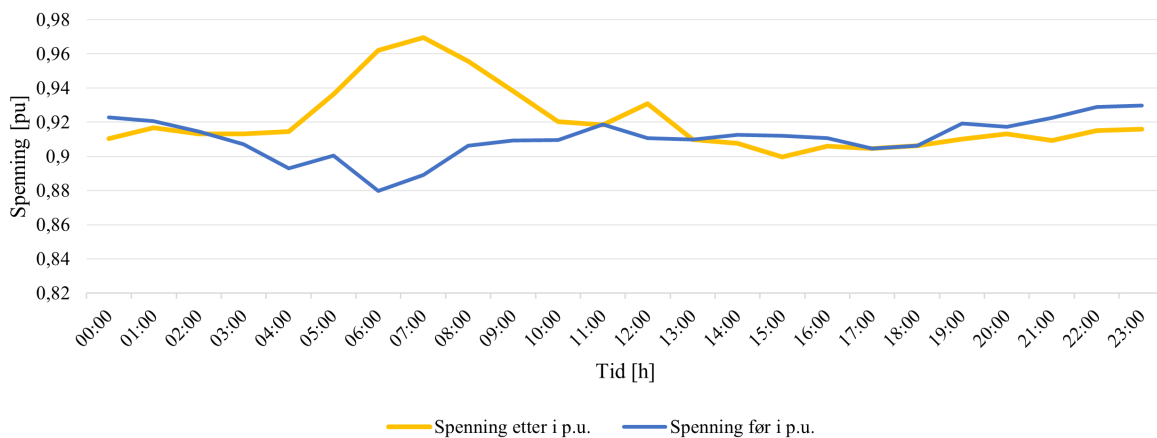
Batteriet vil i dette caset ha en mer varierende opp- og utladingsprosess, ettersom det er større forskjeller lokalt i effektkurven til det gjeldende målepunktet. Dette viser seg å være mer gunstig for å sette grensene for hvor batteriet skal tilføre og trekke effekt. SoC- kurven i Figur 8.12 viser også at batteriet blir utnyttet i større grad med hensyn til opplading.



Figur 8.12: Batteriets SoC-kurve når målepunktet er innerst på radialen.

Siden $P_{measured}$ er under 60 kW på døgnetts begynnelse, vil derfor batteriet starte opplading fra sin initielle SoC på 80 %, og dermed lade opp til sin maksimale ladestatus på 90 %. Videre vil batteriet ikke trekke effekt før utladingssyklusen starter på 73 kW, siden det allerede er fullopladet. Den gjenværende kapasiteten på slutten av dagen blir dermed 45 %.

Når batteriet omsider starter innmatingen av effekt i nettet, tillates det en større effekt tiltenkt dette formålet ettersom det ikke er umiddelbar fare for at batteribidraget medfører at spenningen overstiger 253 V. Når batteriet lades opp, vil derimot batteriet fungere som en ekstra last (4.1). Dette krever dermed at effekten som trekkes fra nettet ikke er like stor. Sammenligningen av den laveste spenningen i nettområdet, før og etter batteriet tilkobles, er som vist i Figur 8.13.



Figur 8.13: Sammenligning av laveste nettspenning før og etter effektbidrag fra nettbatteriet. Tilkoblingen av batteriet fører til at høyeste spenning blir målt til 0.97 p.u. klokken 07:00, og laveste spenning blir målt til 0.9 p.u. klokken 15:00.

Ved sammenligning av de to spenningskurvene kommer det tydelig frem hvor batteriet trekker- og bidrar med effekt. Siden batteriet lader med relativt liten effekt, medfører ikke dette at spenningen faller under 207 V. Klokken 15:00 vil imidlertid spenningen være 207 V, som følge av at batteriet benytter denne timen til lading.

8.3.1 Belastning på linjer og kabler

Gjeldende forandringer i maksimale linjebelastninger over det respektive døgnet er presentert i Tabell 8.6.

Tabell 8.6: Sammenligning av prosentvis høyeste times-belastning av linjer og kabler langs hovedradialen med og uten tilknyttet batteri.

Linjenavn	Uten batteri[%]	Med batteri[%]	Differanse
Line 6	48,34	42,25	-6,09
Line 8	56,83	49,67	-7,16
Line 10	68,33	58,92	-9,41
Line 12	12,59	11,53	-1,06
Line 18	2,74	2,75	0,01
Line 19	27,39	27,49	0,1
Line 22	76,12	83	6,88
Line 23	76,12	83	6,88
Line 24	18,27	16,71	-1,56

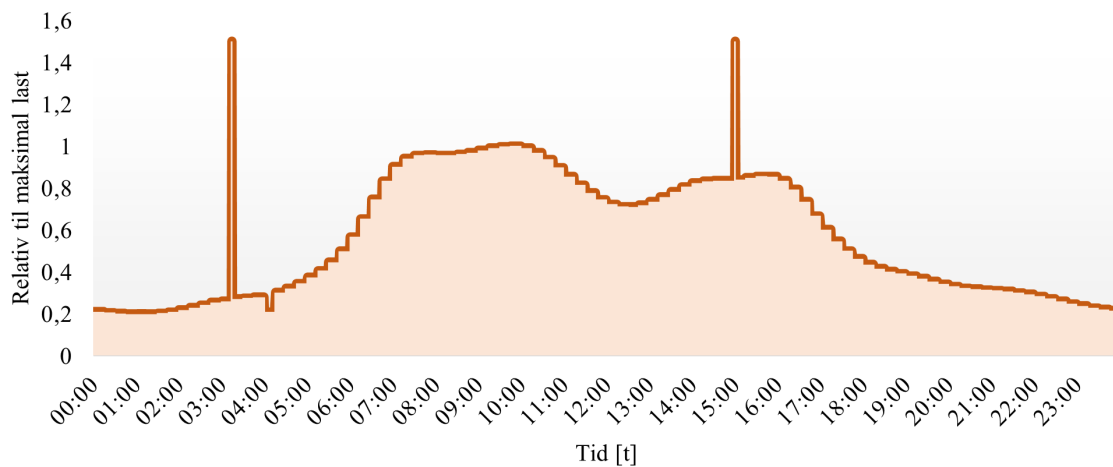
Tabell 8.6 viser at "Line 24" avlastes med 1.56 % ettersom den respektive linjen ligger bak nettbatteriet. Siden batteriet lader med en relativt liten effekt, blir ikke differansen i linje 22 og 23 like stor som tidligere. Grunnen til at linjene nærmest fordelingstransformatoren får en redusert belastning, kommer av batteriets effektbidrag. Øvrig nett trenger derfor ikke å forsyne med like mye last i tunglasttimene. Bidraget fra batteriet har dermed positive ringvirkninger også på linjene som ikke direkte er tilkoblet selve batteriet.

8.4 Tilleggscase: Analyse med konstruert spenningsdipp ved bruk av målepunkt 2

Kortvarige underspenninger, eller spenningsdipper, er også et fenomen som kan oppstå i nettet som følge av kortslutninger eller store lastpåslag (3.1.2). I denne delen av caset, vil det derfor testes ut om, og hvordan, batteriet kan bidra til å håndtere slike kortvarige underspenninger.

For å simulere en spenningsdipp på 60 sekunder, er det opprettet en ny lastvariasjon for hele nettsystemet. Den nye lastvariasjonen er helt uavhengig av tidligere variasjon, og er basert på fiktive data importert fra PowerFactorys bibliotek. Lastvariasjonen gjelder for ett døgn, og har en initiell oppløsning på ett minutt. Variasjonen endres allikevel hvert 15 minutt, med unntak av to konstruerte spenningsdipper, som har en varighet på 60 sekunder. Dette caset er utformet som et tilleggscase, ettersom det ikke finnes tilgang på reelle data med større oppløsning enn per time.

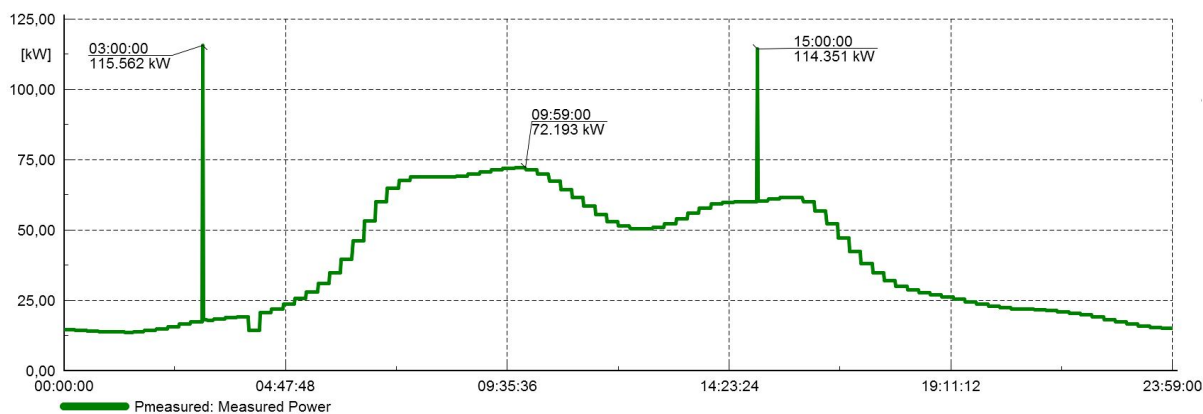
I dette caset er samme lastvariasjon lagt til for alle sluttbrukerne i kretsen, siden målet er å analysere hvordan systemet reagerer på de kortvarige underspenningene. Lastvariasjonene er relativ til det tidspunktet den maksimale lasten inntreffer. Det er lagt til to spenningsdipper på 60 sekunder; én klokken 03.00 om morgenen, og en klokken 15.00 på ettermiddagen. Den nye lastvariasjonen for hele systemet er vist i Figur 8.14.



Figur 8.14: Lastvariasjon med to konstruerte spenningsdipper. Denne lastvariasjonen er helt uavhengig av tidligere caser, og satt sammen av fiktive data.

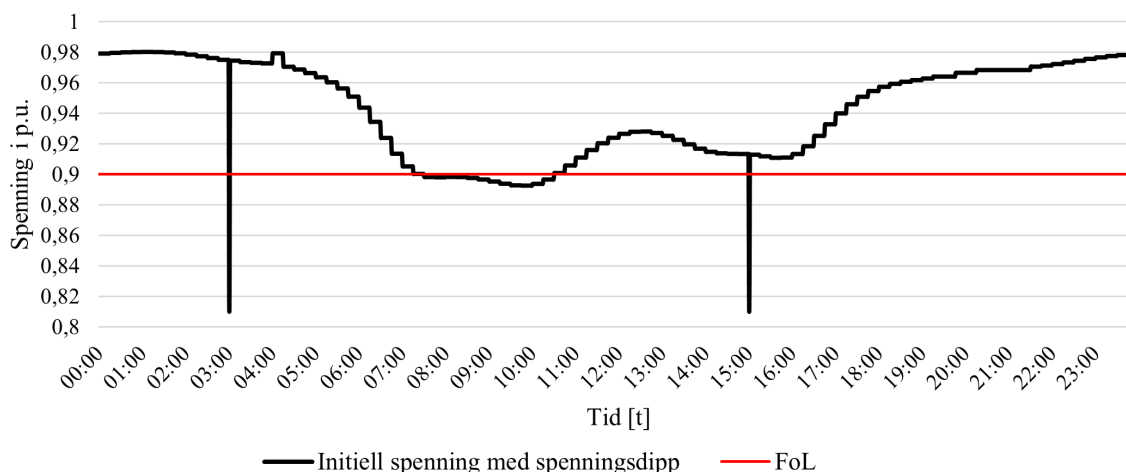
I Figur 8.14 kan spenningsdippene klokken 03:00 og 15:00 observeres som to relativt store lasttopper. Begge har en størrelse på 1.5 i forhold til den maksimale lasten hos sluttbrukeren.

Den nye $P_{measured}$ -verdien i målepunkt 2 er vist i Figur 8.15. Lasttoppene som inntreffer i time 3 og 15 forårsaker at lasten måles til henholdsvis 116 og 114 kW over de gjeldende seksti sekundene. I time 10 er lasten målt til 72 kW, og blir derfor den høyeste lasten som inntreffer i ordinær lastsituasjon.



Figur 8.15: Lastvariasjon ($P_{measured}$) over det respektive døgnet i målepunkt 2.

Den nye minimale spenningen i nettet, ytterst på radialen blir nå som illustrert i Figur 8.16. Videre skal det undersøkes hvordan batteriet alene håndterer en slik driftssituasjon.



Figur 8.16: Minimal spenning ytterst på radialen. Spenningen måles til 0.81 i time 3 og 15, når spenningsdippene inntreffer. Rød linje på 0.9 p.u. tilsvare nedre grense for FoL (207 V).

Figur 8.16, viser at spenningen på de to gjeldende tidspunktene spenningsdippene inntreffer, reduseres til 0.81 p.u. I tillegg, som resultat av ordinær lastvariasjon, vil spenningen mellom klokken 7 og 11 også ha behov for spenningsstøtte. Dette betyr at batteriet må ta hensyn til forsyning i ordinær lastsituasjon, i tillegg til de to spenningsdippene. Som tiltak for håndtering av spenningsdippene og spenningsstøtte, er fire ulike forsyningssituasjoner fra nettbatteriet konstruert. Målet er å finne hvilke parametre som gir best håndtering av driftssituasjonen. Felles for alle forsyningssituasjonene, er at batterikapasiteten, initiell SoC, minimal SoC og maksimal SoC forblir de samme. De fire ulike forsyningssituasjonene beskrives som følger:

- **B1**: 5 kW nominell lade- og utladingseffekt. Batteriet starter å forsyne med effekt når $P_{measured}$ overstiger 35 kW, for å utjevne både lasttoppene og spenningsdippene. $P_{StartFeed}$ og $P_{FullFeed}$ starter når effektmålingen overstiger henholdsvis 35 og 40 kW.

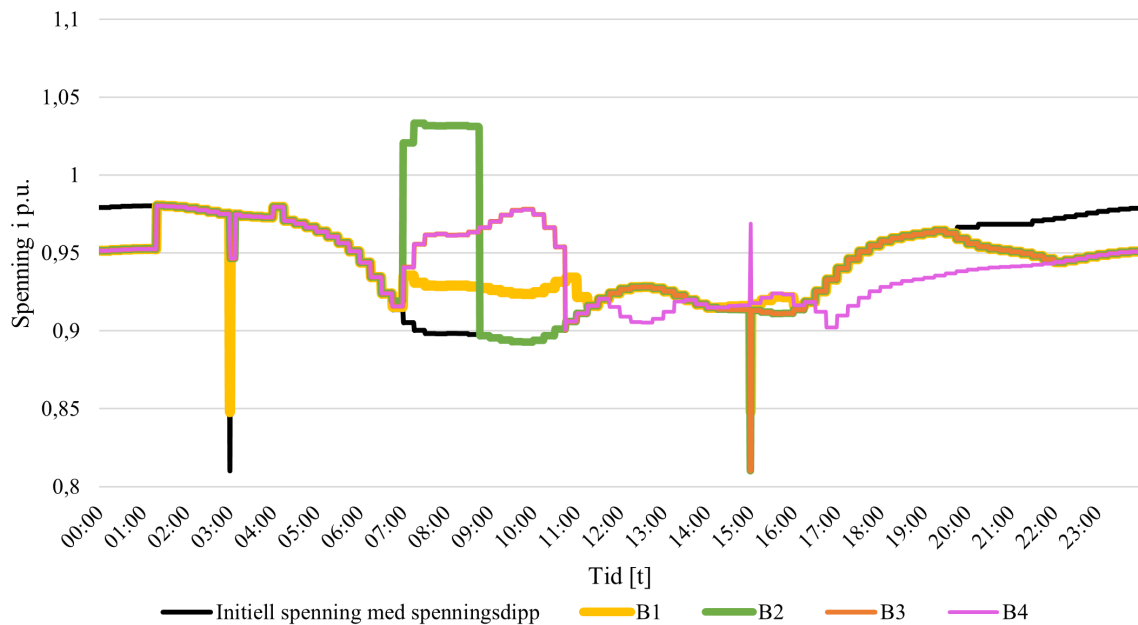
- **B2:** Samme prinsipp som B1, men hvor nettbatteriets nominelle innmatings effekt blir endret til 30 kW - batteripakkens maksimale effekt.
- **B3:** 5 kW nominell lade- og utladingseffekt. Grensen for $P_{FullFeed}$ endres fra 40 kW til 80 kW. Batteriet vil dermed kun forsyne med maksimal effekt når spenningsdippene overstiger 80 kW. $P_{StartFeed}$ er fortsatt satt til 35 kW, som betyr at batteriet også vil mate inn effekt fra denne grensen nås, men i mindre skala.
- **B4:** Nominell lade- og utladingseffekt blir satt til henholdsvis 5 og 30 kW. Grensene for når batteriet skal starte lading flyttes fra 20 kW til 50 kW. Batteriet skal kun forsyne med effekt ved spenningsdipper og rett før første effekttopp understiger 0.9 p.u. Effektgrensen for $P_{StartFeed}$ blir derfor endret til 60 kW.

De gjeldende batteriparametrene er vist i Tabell 8.7.

Tabell 8.7: Batteriparametrene for de fire ulike forsyningssituasjonene.

Forsyningssituasjon	B1	B2	B3	B4
Eini [MWh]	0,065	0,065	0,065	0,065
SOCini [%]	80	80	80	80
SOCmin [%]	10	10	10	10
SOCmax [%]	90	90	90	90
PStore [MW]	0,005	0,005	0,005	0,005
PFullStore [MW]	-0,02	-0,02	-0,02	-0,05
PStartStore [MW]	-0,025	-0,025	-0,025	-0,055
PFeed [MW]	0,005	0,03	0,005	0,03
PStartFeed [MW]	0,035	0,035	0,035	0,06
PFullFeed [MW]	0,04	0,04	0,08	0,08

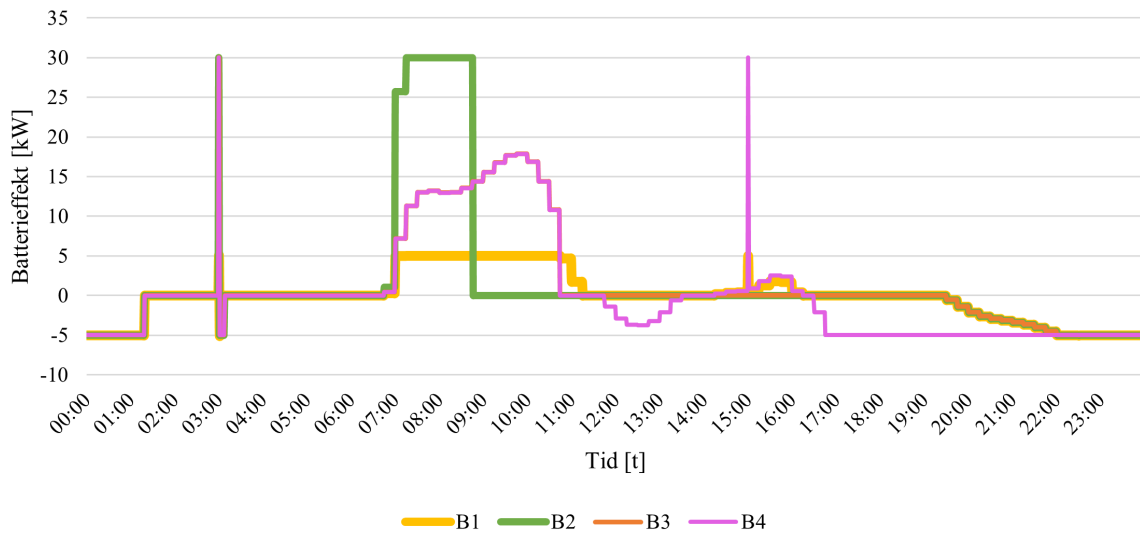
Resultatene for forsyningssituasjon B1, B2, B3 og B4 er fremlagt gjennom Figur 8.17, 8.18 og 8.19.



Figur 8.17: Minste spenning før og etter simulering av de ulike forsynings situasjonene. Grafene er forsøkt differensiert ved hjelp av farger og tykkelse på linjene.

Ved sammenligning av de fire ulike batteriinnstillingene, er det kun forsynings situasjon B4 som fullstendig håndterer de to spenningsdippene, i tillegg til de timene hvor det er behov for spenningsstøtte. I denne situasjonen mater batteriet kun med full effekt (30 kW) når spenningsdippene inntreffer, og en litt mindre andel effekt når første effektopp inntreffer. Videre vil batteriet starte en ny ladesyklus før den andre spenningsdippen inntreffer. Dette gjør at batteriet får generert nok effekt på forhånd, slik at det er tilstrekkelig effekt til å heve spenningen også her. I den første spenningsdippen heves spenningen fra 0.81 p.u., til 0.95 p.u., som gir en forskjell på 0.14 p.u. Resultatene viser dermed at batteripakkens maksimaleffekt på 30 kW, kan komme til god nytte i en slik forsynings situasjon.

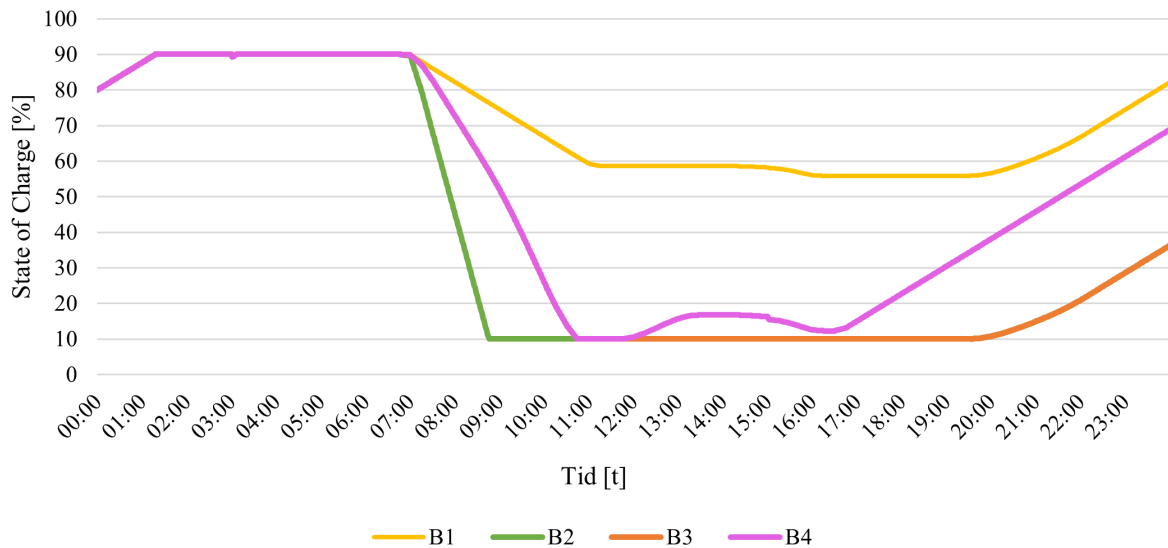
B2 og B3 bidrar tilstrekkelig til å redusere den første spenningsdippen, men bruker opp resterende effekt før den andre spenningsdippen inntreffer, som vist i Figur 8.18. Ingen av de to metodene lykkes dermed i å redusere spenningsdipp nummer to, ettersom det er behov for spenningsstøtte også i de foregående timene før den andre spenningsdippen inntreffer. Når batteriet bruker sin maksimale effekt (grønn kurve) allerede før klokken 9, vil det ikke være tilstrekkelig med effekt igjen for å dekke behovet. Kurvene for batterieffekten er presentert i Figur 8.18.



Figur 8.18: Batterieffekten for de ulike forsynings-situasjonene. B2 bruker opp hele batterikapasiteten før kl 09:00. Batteriet slutter derfor å forsyne på det gjeldende tidspunktet som følge av dette.

Kurvene viser tydelig frem at forsynings-situasjon B2 bruker opp hele den tilgjengelige kapasiteten før klokken 09:00. Det blir derfor ingen gjenværende kapasitet verken til å håndtere effekttoppen, forårsaket av alminnelig forsyning, eller spenningsdippen som inntreffer klokken 15:00.

Kurvene nedenfor i Figur 8.19 representerer batteriets State of Charge i de ulike situasjonene. Den rosa kurven, som dekker effektbehovet tilstrekkelig, starter en ladesyklus før den andre spenningsdippen inntreffer. Ladingen medfører en økning i SoC fra 10 % til 17 %. Denne ladesyklusen viser seg å være tilstrekkelig for at batteriet kan forsyne med nok effekt, siden varigheten til spenningsdippen kun er 60 sekunder. I løpet av de 60 sekundene vil batteriet bruke 30 kW, som gir en nedgang i SoC på omtrent 0.8 %. Ettersom batteripakken i utgangspunktet kan forsyne med 52 kW i en time før det lades ut (med DoD = 80 %), underbygger det at nedgangen på 0.8 % være matematisk korrekt.



Figur 8.19: SoC-karakteristikk for de ulike forsynings situasjonene.

8.5 Oppsummering og diskusjon

Effektbidraget fra nettbatteriet medfører i både case 1.1 og case 1.2 at spenningen heves i time 6, når spenningen på ytterste samleskinne er lavest. For å sikre heving av spenningen på gitt tidspunkt, blir resultatene tilfredsstillende, men batteriet mislykkes allikevel med å forsyne effekt over alle timene hvor det er behov for det. Siden effektvariasjonen i målepunkt 1, er ulik spenningsvariasjonen i nettets ytterpunkt, uteblir effektforsyningen i time 7, noe som medfører at nettspenningen blir den samme som uten batteri. Lading av batteriet i time 8 vil også være ugunstig, fordi dette fører til at spenningen blir redusert ytterligere til 0.87 p.u., noe som heller ikke er ønskelig. Bruk av målepunkt 1, blir dermed forkastet i dette tilfellet, som resultat av at spenningen blir påvirket i negativ retning.

Ved bruk av målepunkt 2 blir det enklere å navigere hvordan grensene for $P_{StartStore}$ og $P_{StartFeed}$ skal settes, med tanke på at effektkurven i større grad tilsvarer spenningskurven over samleskinne 7. Med effektbidrag fra batteriet, blir laveste spenning lik 0.9 p.u. klokken 15:00. Det vil si at spenningen ikke direkte bryter med FoL, men med hensyn til at nettet i realiteten ikke er symmetrisk, kan det ikke ses bort fra at en eller flere av fasespenningene ikke er i tråd med per-fase-ekvivalenten. Under kartleggingen av nettets grad av usymmetri i prosjektoppgaven, som ble skrevet høsten 2020, ble det også fremhevet at det fantes flere tilfeller for brudd på FoL, fordi grad av usymmetri var over 2 %.

Batteriet medfører imidlertid at belastningen på kablene rundt batteriet avtar når det forsyner nettet med effekt. Spesielt i scenariet hvor batteriet ikke lades, kommer dette tydeligere frem. At batteriet påvirker kabelbelastningen i positiv forstand, stemmer overens med teorien presentert i 4.1 [18]. Differansen i kabelbelastningene er vist i Tabell 8.8.

Tabell 8.8: Innvirkning på linjebelastninger med tilknyttet batteri.

Linjenavn	Differanse 1 [%]	Differanse 2 [%]	Differanse 3 [%]
Line 6	-0,01	-0,01	-6,09
Line 8	-0,01	-0,01	-7,16
Line 10	-0,01	-0,01	-9,41
Line 12	0	0	-1,06
Line 18	-0,18	0,68	0,01
Line 19	-1,81	6,85	0,1
Line 22	-14,31	28,65	6,88
Line 23	-14,31	28,65	6,88
Line 24	-1,62	-1,62	-1,56

De ulike differansene viser at effektbidraget fra batteriet medfører mindre belastning på linjene. Differanse 2 og 3 viser imidlertid at den maksimale belastningen på linjene øker med henholdsvis 28.65 og 6.88 % i linje 22 og 23. Grunnen til at belastningene øker er fordi den maksimale belastningen inntreffer når batteriet lader, og av den grunn bidrar som en ekstra last i nettsystemet. Den ekstra belastningen på 28.65 % medfører at linjene overbelastes 105 %, som vil si at en ladeeffekt på 10 kW er for stor for at kablene ikke skal havarere som følge av varmeutvikling over tid. Et gunstig alternativ kan derfor være å øke kabelvernsnittet, slik at det er mindre sannsynlighet for unødvendig slitasje. Et annet alternativ, kan også være installasjon av lokal produksjon tilknyttet nettbatteriet. Nettbatteriet vil på den måten ikke påvirke linjebelastningene i negativ retning, som følge av at den genererte effekten fra den lokale produksjonen kan benyttes når batteriet skal lades opp igjen.

Linje 6, 8 og 10 opplever en reduksjon av linjebelastningene som resultat av at en redusert belastning på transformatoren. Når batteriet produserer effekt, vil effektbehovet fra øvrig nett ikke være like høyt. Effektbidraget fra batteriet vil med andre ord også ha en positiv innvirkning på belastningen på fordelingstransformatoren. Dette kommer spesielt fram ved studering av "Differanse 3". I denne situasjonen forsyner batteriet med effekt under tunglasttimene, som gjør at det øvrige nettet ikke trenger å forsyne med like mye effekt under det gjeldende tidsrommet. I "Differanse 2" blir derimot linjene nærmest transformatoren ikke avlastet i like stor grad fordi batteriet i mindre grad forsyner i de timene det er høyest belastning i nettet.

I tilleggscaset presenteres fire ulike forsyningssituasjoner som skal uttestes for å håndtere spenningsdipper og gi spenningsstøtte i de timene det er behov for det. Resultatene viser at batteripakkens maksimale effekt på 30 kW, med god margin klarer å håndtere spenningsdippene på henholdsvis 115.5 og 114.4 kW. Siden spenningsdippene inntreffer over en kort tidsperiode, vil batterinivået i liten grad påvirkes av kapasiteten som blir brukt. På grunn av den raske responstiden til et Li-ion batteri, vil en spenningsdipp på 60 sekunder kunne være håndterbar for dette batterisystemet. Varigheten til en spenningsdipp kan allikevel være så kort som 10 millisekunder (3.1.2). Siden nettbatteriet i PowerFactory opptrer som ideelt, vil nok en simulering med svært kortvarige spenningsdipper også gi samme resultater. I realiteten vil et Li-ion batteri ha en responstid på noen få millisekunder, men dette gjenspeiles ikke i denne modellen.

9 Case 2: Simuleringsmodell med endring av trinnstilling i fordelingstransformator

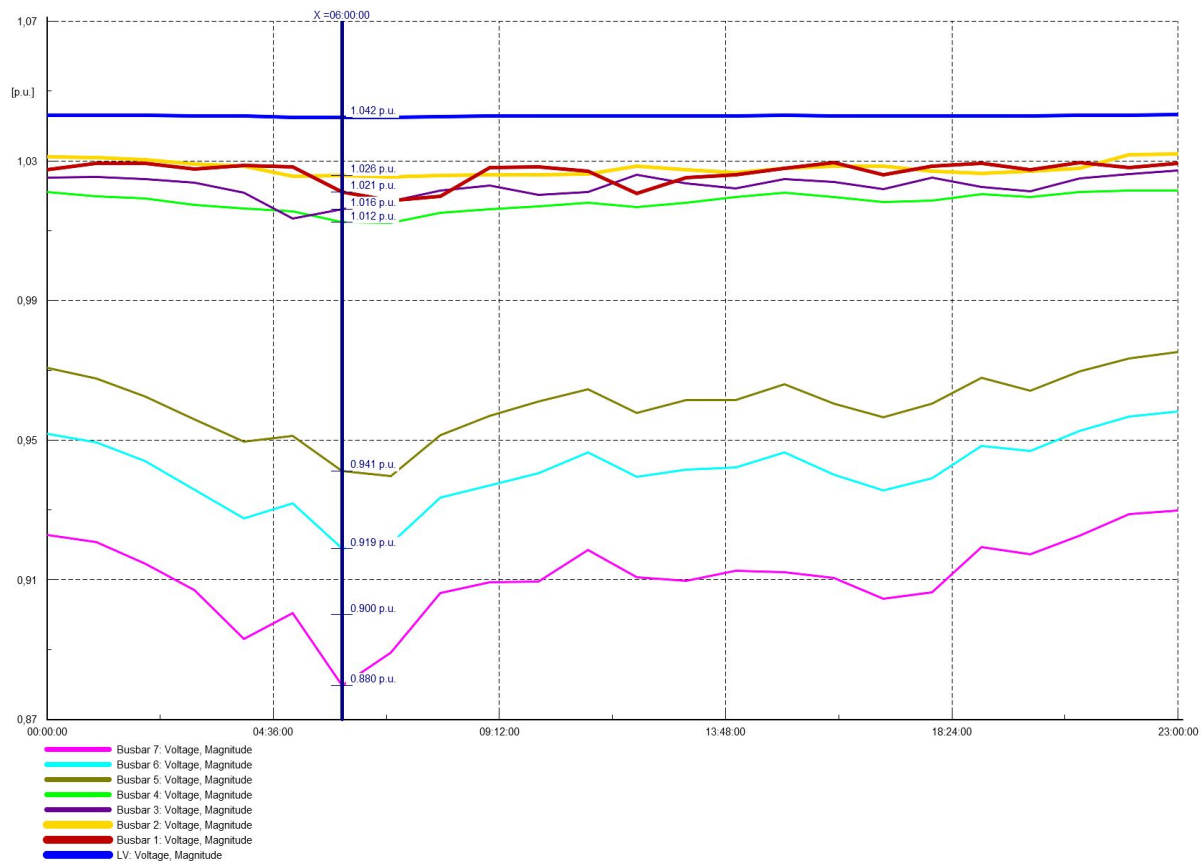
Trinning av transformator medfører at spenningen på sekundærsiden enten heves eller reduseres i henhold til målte spenningsverdier. Et viktig aspekt å ta hensyn til når det gjelder transformatortrinning, er at trinnstillingen, ikke under noen omstendigheter, skal føre til at spenningen i kretsen overstiger spenningsgrensene i FoL (253 V). I dette caset vil det derfor bli testet ut ulike metoder for å trinne transformatoren slik at FoL ikke brytes på noen steder i nettet.

9.1 Metode

I case 2 skal ulike trinningsstrategier utprøves for at spenningen skal heves til et akseptabelt nivå. Standardparametre for minimum- og maksimum trinnstilling er gitt etter de som er benyttet i IDE-prosjektet. Strategiene går ut på å endre målepunkt i nettet, samt grenseverdier for at trinningen skal iverksettes.

Power Factory innehar flere metoder for automatisk endring av trinnstilling i et nettområde. Én av metodene er å utføre lastflytanalyser time for time, samtidig som innstillingen for automatisk transformatortrinning er skudd på. Kontrollenheten vil dermed sjekke om målepunktet enten er under eller over forhåndsbestemte grenser i p.u., for å avgjøre om det er hensiktsmessig å endre trinnstilling. I tillegg kan kontrollsystemet avgjøre hvordan transformatoren skal trinnnes over en gitt periode ved implementering av riktige verdier. En annen metode er å legge inn endring av trinnstilling som en hendelse i simuleringene, slik at det skjer en planlagt iverksettelse av trinnkobler. På denne måten er det enklere og mer effektivt å avgjøre hvordan spenningen påvirkes.

Simuleringer er gjennomført for å undersøke i hvilke tidsrom det er behov for endring av trinnstilling. Figur 9.1 viser at spenningen er under 0.9 p.u. fra klokken 03.00 til 08.00 om morgenen. Spenningen når sin laveste verdi kl 06.00.



Figur 9.1: Spenningsprofiler for alle samleskinnene i nettområdet.

Spenningsprofilene indikerer at spenningsnivået for alle samleskinnene, unntatt samleskinne 7, holdes innenfor dødbåndet mellom 0.9 til 1.1 p.u. Siden spenningen i samleskinne 7 holder seg sammenhengende under 207 V i løpet av fem timer, kan det være en fornuftig strategi å trinne fordelingstransformatoren sammenhengende i de gjeldende timene.

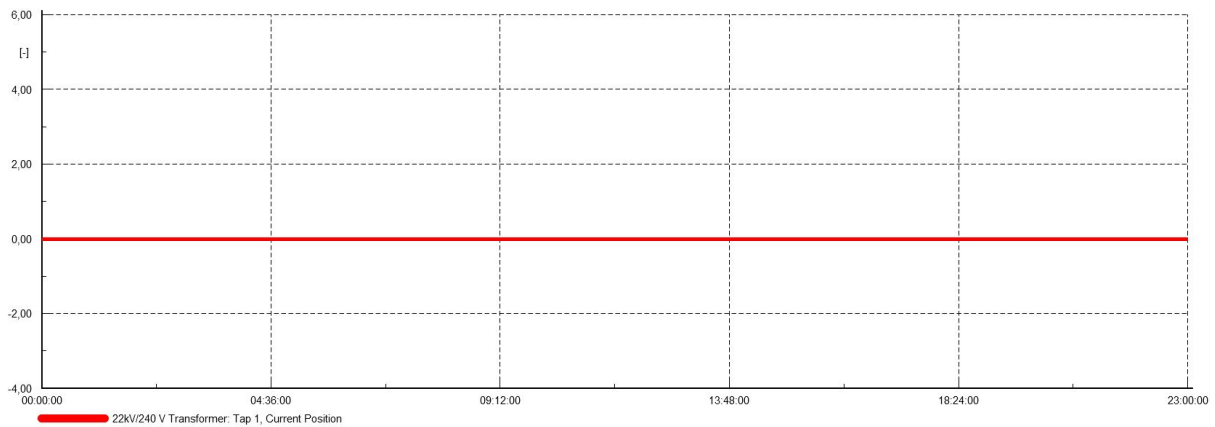
Før trinnkobleren iverksettes, må målepunkt for spenning og nytt dødbånd for minste og største spenningsverdi etableres. De nye grensene må sørge for at endring av trinnstilling fører til tilfredsstillende spenningsverdier hele veien fra lavspentsiden av transformator til nettets ytterpunkt. Dette vil undersøkes ved:

- Sjekke om samleskinnen på transformatorens sekundærside er egnet som målepunkt.
- Undersøke om andre målepunkt i nettet er bedre egnet ved:
 - Kartlegging av hvor nettspenningen kan være 1 p.u. etter trinning, samtidig som spenningen i resten av nettet holdes innenfor spenningsbåndet $\pm 10\%$.
 - Undersøke spenningsfallet fra fordelingstransformator til ytterste nettkunde.

9.2 Case 2.1: Målepunkt ved transformator

På lavspentsiden av transformator vil den høyeste spenningen i nettet inntreffe. Derfor kan øvre grense settes til 1.1 p.u. Med en nedre grense på 1.04 p.u., som er ønskelig å holde

ved fordelingstransformator, vil trinnkobleren holde nøytral posisjon som vist i Figur 9.2. Spenningen ved transformatoren vil gjennomgående være innenfor dødbåndet (1.1 og 1.04 p.u.).



Figur 9.2: Trinnstilling ved transformatoren når målepunktet er på transformatorens sekundærside. Trinnkobleren vil holde nøytral posisjon som følge av at spenningen er innenfor dødbåndet hele dagen.

Siden spenningen i dette nettet holdes stiv ved den lavspente samleskinnen til fordelingstransformatoren, vil det være lite hensiktsmessig å benytte denne som referansepunkt. Det er lite hensiktsmessig. Trinnkobleren vil ikke reagere på endringen av spenningen i nettet, siden den forblir det er lite variasjon i spenningen referansepunktet over det gitte døgnet. Dette er et resultat av stivheten i nettet avtar etter hvor langt ut på radialen en kommer.

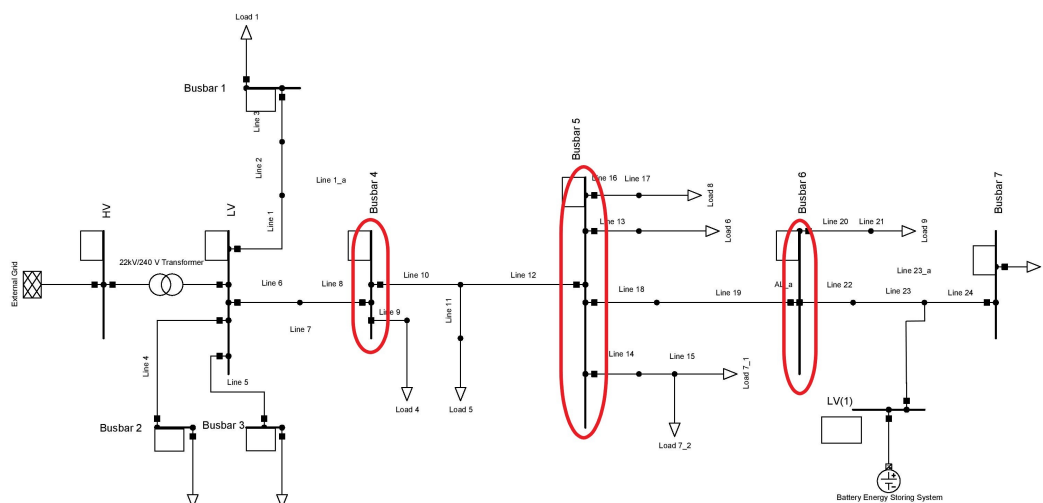
9.3 Case 2.2: Målepunkt ute i nettet

9.3.1 Etablering av målepunkt

Siden spenningen holdes tilnærmet stiv ved fordelingstransformatoren, vil derfor trinnkoblerens målepunkt vurderes til å være ute i nettet. Spenningsfallet fra transformator til kunden lengst ute på radialen er opptil 37 V den gjeldende dagen. Spenningen som måles ved transformator kan dermed gi et feilaktig inntrykk av at tilstanden i nettet er bedre enn den faktisk er. Ved valg av målepunkt lenger ute i nettet, vil trinnkobleren dermed utføre spenningsmålinger fra et annet sted enn den lavspente samleskinnen ved fordelingstransformatoren. Målepunktene som skal undersøkes er oppført i Tabell 9.1 og vist i Figur 9.3.

Tabell 9.1: De aktuelle målepunktene avstand fra fordelingstransformatoren i meter.

Samleskinne	Busbar 4	Busbar 5	Busbar 6
Avstand fra fordelingstransformator [m]	61	222	394



Figur 9.3: Oversikt av de aktuelle målepunktene for trinnkobleren.

Tabell 9.1 gir en oversikt over de gjeldende målepunktene, samt avstanden fra lavspentsiden til fordelingstransformatoren til samleskinnene. Frem til siste sluttbruker i kretsen er avstanden totalt 695 meter. Målet med første undersøkelse er formulert som følger:

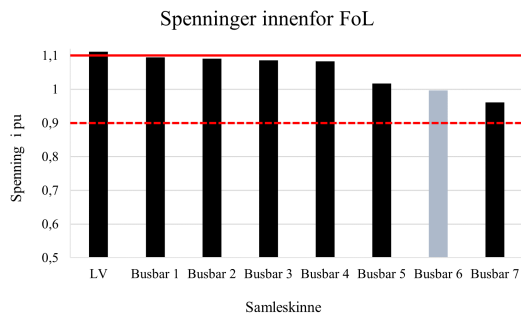
- Trinnstillingen skal føre til at spenningen i samleskinnen måles til 1 p.u.
- Samtidig som spenningen er 1 p.u, skal ikke spenningen overskride 1.1 p.u noen andre steder i nettet.
- Nedre spenningsgrense for at trinnstilling skal endres er satt til 0.95 p.u.

Grunnen til at spenningen i samleskinnen skal kunne måles til 1 p.u., er at det skal være enklere å fastslå en øvre- og nedre spenningsgrense i kontrollsystemet til trinnkobleren. Ved å trinne transformatoren tilstrekkelig til at den respektive samleskinnen måler 1 p.u., vil det bidra til å gi en oversikt over hvor i nettet spenningen kan være 230 V, uten at det oppstår et brudd på FoL i andre deler av nettet. Det tas først utgangspunkt i tunglasttiden klokken 6. Spenningsfordelingen langs de respektive samleskinnene vil i den gjeldende timen være som følger:

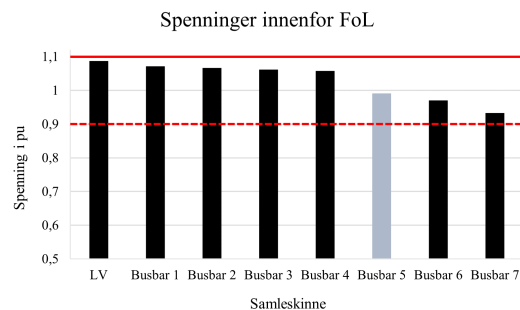
Tabell 9.2: Spenning ved samleskinnene i time 6.

Busbar 4	Busbar 5	Busbar 6	Busbar 7
1.012 p.u.	0.941 p.u.	0.919 p.u.	0.88 p.u.

Når spenningen skal heves til 1 p.u., vil derfor fordelingstransformatoren kun trinnes med samleskinne 5 og 6 som referanse. Samleskinne 4 vil bestå uendret siden spenningen allerede er tilfredsstillende ut fra kriteriet som er satt. Resultatene for trinning av transformator med samleskinne 4, 5 og 6 er vist i Figur 9.4, 9.5 og 9.6.

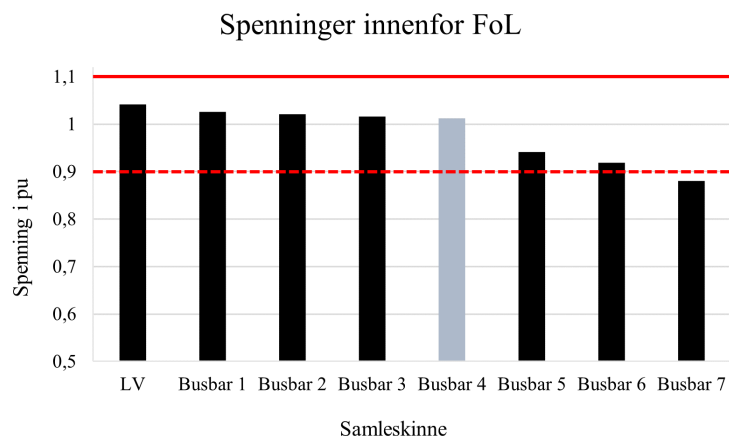


Figur 9.4: Resultat etter trinning med samleskinne 6 som referanse. Spenningen på lavspenningen av fordelingstransformatoren (LV) overstiger 1.1 p.u.



Figur 9.5: Resultat etter trinning med samleskinne 5 som referanse. Spenningen holdes innenfor 0.9 og 1.1 p.u.

Trinning med målepunkt i samleskinne 6, medfører at spenningen på LV-samleskinnen overstiger 253 V. For å oppnå 1 p.u. ved samleskinne 6, endres trinnstilling til -3. Dette indikerer at endring til -3 avviker fra trinnstilling, vil føre til for høy spenning. Med samleskinne 5 som referansepunkt, endres derimot trinnstilling til -2, noe som medfører at spenningen holder seg innenfor grenseverdiene i både det øvre og nedre sjiktet. Minste og høyeste spenning blir henholdsvis 0.933 og 1.087 p.u., som tilsvarer 214.7 og 250 V.

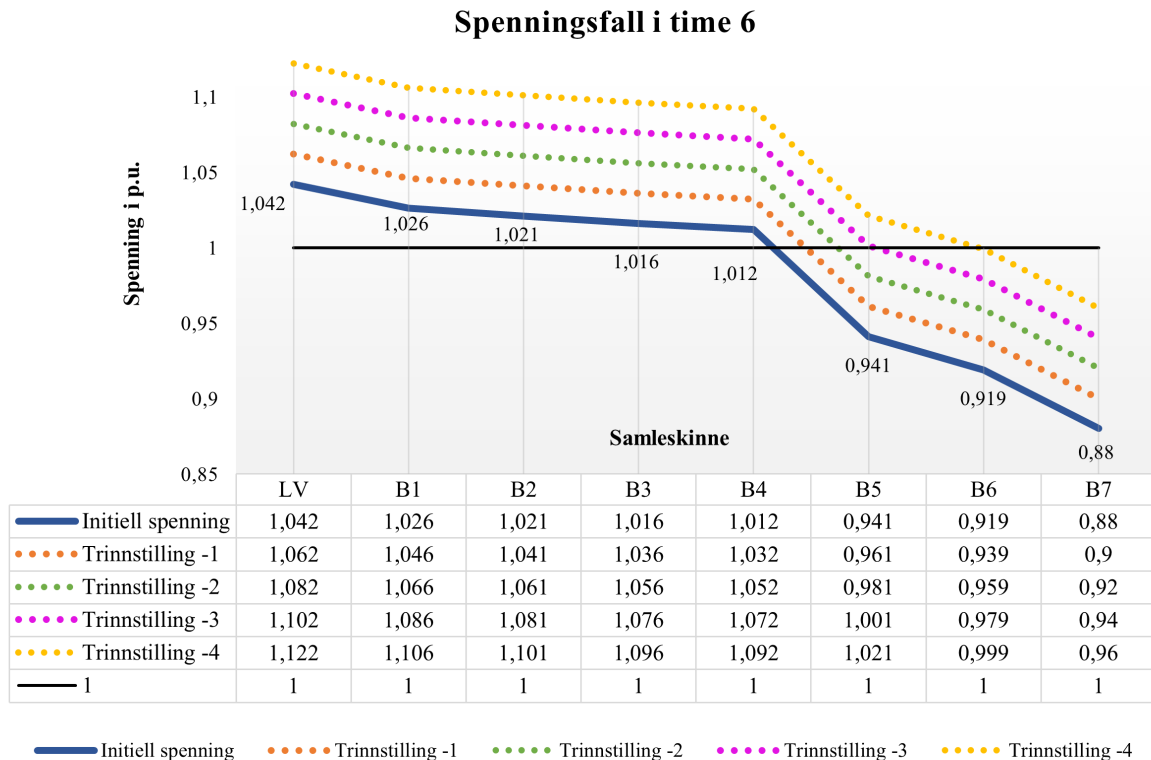


Figur 9.6: Resultat etter trinning med samleskinne 4 som referanse. Trinnstilling vedvarer i 0.

Med samleskinne 4 som referanse, vil trinnstillingen vedvare i 0, siden spenningen allerede har nådd 1.012 i time 6. Spenningen ved samleskinne 7 blir derfor stående på 0.88 p.u., noe som ikke er ønskelig for tilfredsstillende driftssituasjon.

Undersøkelse av spenningsfallet fra fordelingstransformatoren til og med nettets

ytterpunkt, som vist i Figur 9.7, kan også være et utgangspunkt for bestemmelse av trinnstilling og grenseverdier. Den gule stiplede linjen demonstrerer eksempelvis at ved å endre til trinnstilling -4 og -3, vil spenningen på lavspentsiden av fordelingstransformatoren (LV) bli over 1.1 p.u. i time 6. Det vil også bety at spenningen vil heves ytterligere i de andre timene som ikke har like lav spenning. Grafen indikerer også at minste trinnstilling for å heve spenningen innenfor 0.9 p.u. i dette tilfellet, må være -1. Det er allikevel ønskelig at spenningen heves ytterligere med hensyn til usymmetriske spenninger, som nevnt tidligere i kapittelet.



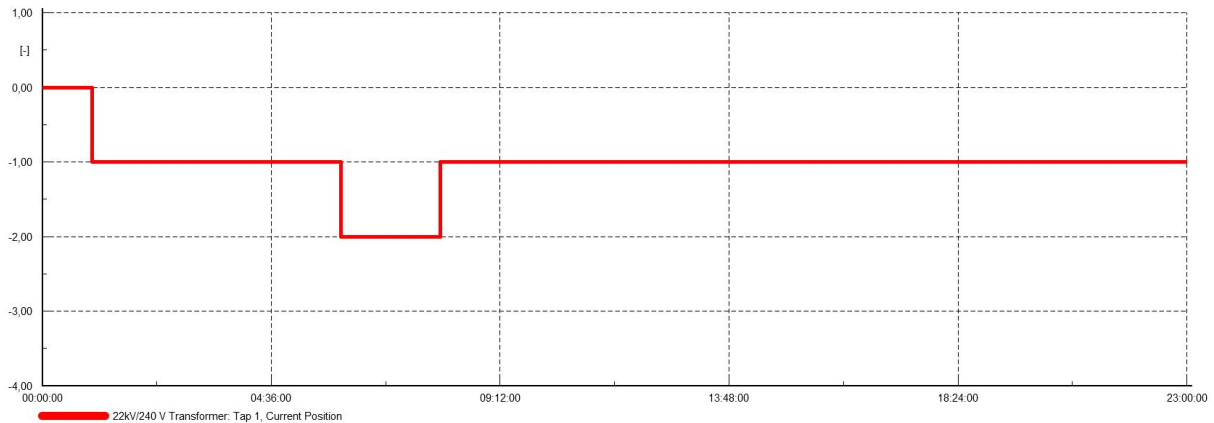
Figur 9.7: Spenningsfall i time 6 over samleskinnene på den lengste radialen. De stiplede linjene viser hvordan spenningen blir etter trinning av fordelingstransformatoren.

Med samleskinne 5 som målepunkt, gir graf og data i Figur 9.7 tilstrekkelig informasjon til å konstatere at nedre- og øvre grense bør være henholdsvis over 0.961 og under 1 p.u. for at trinnstilling skal holdes mellom -2 og -1.

9.3.2 Samleskinne 5 som målepunkt

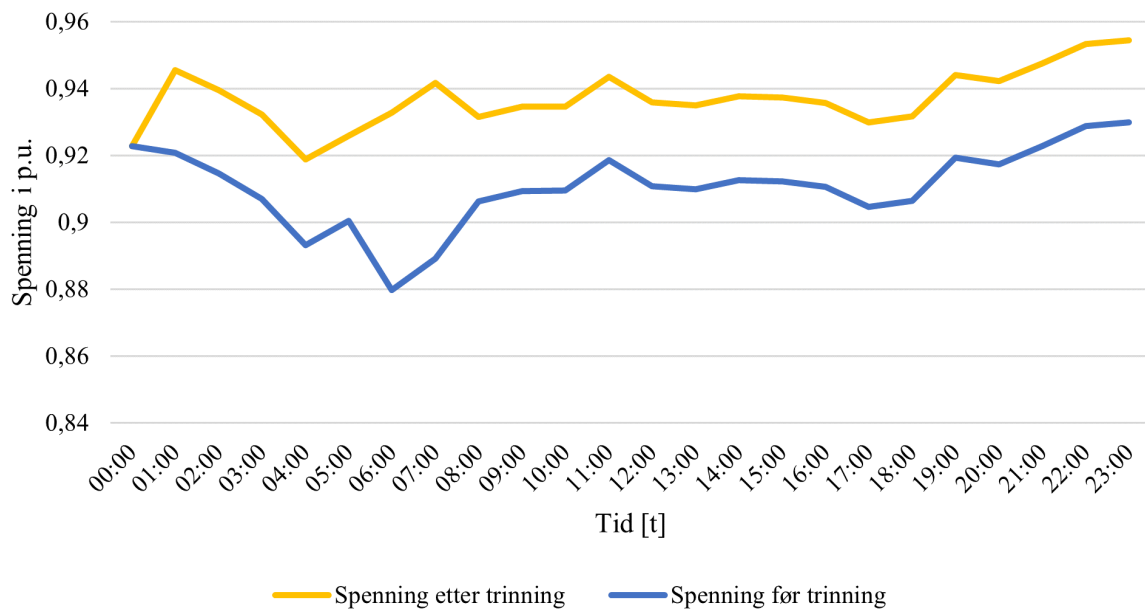
Endring av trinnstilling ved bruk av samleskinne 5 som målepunkt, gir tilfredsstillende verdier innenfor FoL. Fordelingstransformatoren har i dette tilfellet -2 avvik fra midtstilling. Når vi nå har identifisert at et avvik på -2 fra midtstilling vil gi tilfredsstillende spenningsverdier i tunglasttiden, kan dette være et utgangspunkt for en trinningsalgoritme.

Med en nedre grense på 0.97 p.u., og en øvre grense på 1 p.u., gir kontrolleren signal til fordelingstransformatoren om å trinne som følger:



Figur 9.8: Endring av trinnstilling med samleskinne 5 som målepunkt. Trinnstilling blir endret til -1 når time 1 intreffer, og deretter til -2 i time 6.

Figur 9.8 gjengir endring av trinnstilling over den gitte dagen. Siden spenningen på samleskinne 5 allerede ligger under 0.97 p.u. fra time 1, vil trinnstillingen endres fra 0 til -1. I tunglasttiden i time 6, vil trinnstillingen endres til -2, før den er tilbake til -1 i time 7. Fordelingstransformatoren holdes deretter i denne trinnstillingen resten av dagen. Innvirkningen på spenningen i samleskinne 7 er presentert i Figur 9.9.



Figur 9.9: Laveste spenning i nettet før og etter trinning, med samleskinne 5 som målepunkt.

Den laveste spenningen er simulert til 0.92 p.u. ved samleskinne i time 4. Når det tillates at transformatoren kan trinnes flere ganger om dagen, vil dette bidra til å holde spenningen over FoL, i tillegg til å holde den jevnere i løpet av dagen. Endringen av trinnstilling fra -1 til

-2, og tilbake til -1, bidrar aktivt til at utfordringen vedrørende lav spenning i morgentimene løses.

9.4 Oppsummering og diskusjon

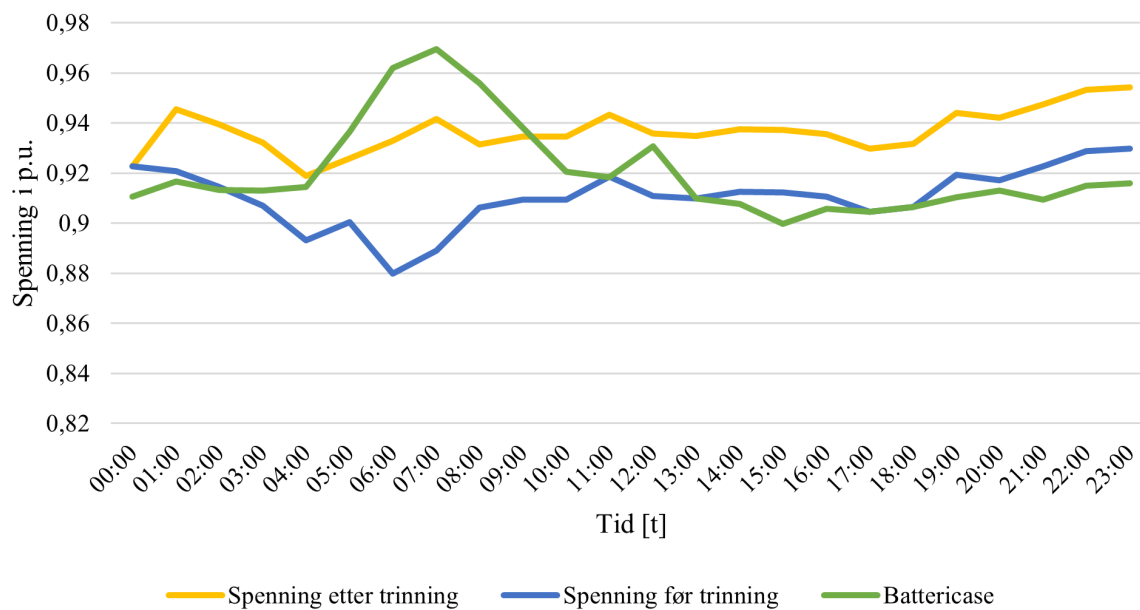
Med samleskinne 5 som målepunkt for trinnkobleren, vil trinnstilling endres tre ganger i løpet av det gjeldende døgnet. Spenningsregulering med trinnkobler gir tilfredsstillende spenningskvalitet, som følge av løpende endring av trinnstilling gjennom dagen. Med den nye trinnkoblerteknologien for automatisk spenningsregulering, vil det være mulig å endre trinnstilling med langt høyere frekvens enn det som er studert i denne oppgaven. Når lastdata er i timesoppløsning, vil det derfor ikke gi et nøyaktig bilde av hvordan innvirkningen fra trinnkobleren faktisk kan påvirke spenningskvaliteten i nettet.

Det er ikke gitt at samleskinne 5 må være den riktige plasseringen for spenningsmåling. Essensen er at spenningsmålinger på sekundærsiden på fordelingstransformatoren kan gi et feilaktig bilde av om spenningen ytterst på radialen i et svakt nett bryter med FoL eller ikke. Transformatorer vil eksempelvis mer eller mindre holde 240 V gjennom hele dagen, mens sluttbrukeren ytterst på radialen vil ha en langt større spenningsvariasjon. Det vil derfor være hensiktsmessig at signalene som styrer regulatoren kommer fra et annet sted enn på lavspentsiden av transformatorer. Samtidig, skal det også tas hensyn til at spenningen ikke overskrider 253 V. Dette kan for eksempel oppnås med R/X-kompensasjon, hvor spenningsfallet beregnes med linjeimpedansen. Det vil likevel være en gunstig løsning å plassere regulatoren ved en samleskinne ute i nettet på en radial som består av mange ulike linjetyper og -tverrsnitt.

9.4.1 Sammenligning

Nettbatteriet og trinnkobler gir begge tilfredsstillende spenningsverdier når det gjelder den opprinnelige spenningen i kretsen. Dette viser at begge alternativene kan være tilstrekkelig i en slik driftssituasjon. Batteriet vil derimot bistå til avlastning av effektflyten gjennom linjene, som fører til mindre belastning på de som ligger nærmest. Trinning av transformatorer vil ikke ha noen virkning på dette, siden samme mengde effekt blir distribuert ut på radialen. Siden trinnkobleren kan endre trinnstilling opp til tjue ganger i minuttet, kan denne fungere godt på en driftssituasjon som demonstrert i resultatene hittil.

Når en ny effektvariasjon med spenningsdipper blir introdusert, er dette mer utfordrende for trinnkobleren å reagere på. En slik driftssituasjon vil derfor ha god nytte av begge teknologiene. Batteriet reagerer raskt på spenningsdippene, og trinnkobleren gir støtte i de timene der de langsomme underspenningene inntreffer. Dette medfører at batteriet ikke trenger å bruke hele kapasiteten, noe som igjen kan være fordelaktig for blant annet levetid. Sammenligning av laveste spenning i nettet etter spenningsregulering med trinnkobler og spenningsstøtte med nettbatteri er vist i Figur 9.10.



Figur 9.10: Sammenligning av laveste spenning i nettet etter spenningsregulering med trinnkobler og spenningsstøtte med nettbatteri.

Figur 9.10 viser at spenningsregulering med trinnkobleren bidrar til en jevnere spenning i løpet av dagen, sammenlignet med nettbatteriet.

10 Case 3: Kombinasjon av trinnkoblerstyring og batteristyring

Case 3 baserer seg på å undersøke om og hvordan trinnkoblere og nettbatterier kan utnytte hverandre.

10.1 Metode

Case 3 er bygget opp i tre underliggende caser. I case 3.1. skal innflytelse av nettbatteriet på trinnkobleren studeres. Caset vil derfor være en videreføring av case 1.2 og case 2.2. Simuleringene har som hensikt å vise hvordan nettbatteriet, sammen med trinnkobleren, påvirker nettet med forskjellig innmatings effekt (P_{feed}). En oppsummering av innstilling av trinnkoblerens regulator og variasjon i batteriets innmatings effekt er gitt i Tabell 10.1.

Tabell 10.1: Innstilling av trinnkoblerens regulator og variasjon i batteriets innmatings effekt.

Trinnkobler		Batteri	
Målepunkt	Samleskinne 5	P_{Feed}	10 kW
Dødbånd	0.97 - 1 p.u.		5 kW
			3 kW

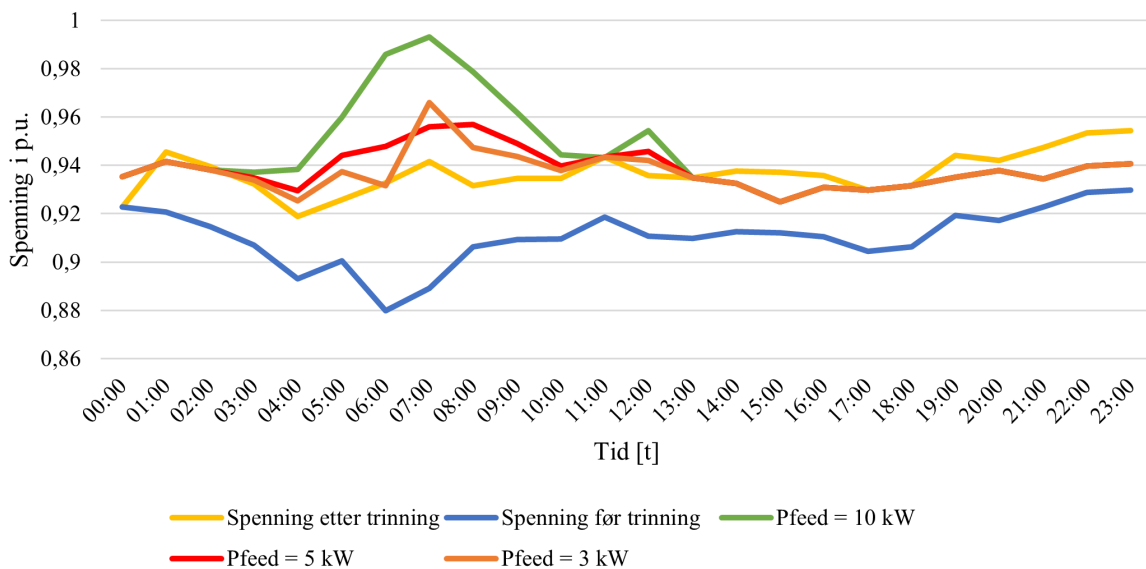
Ved å variere innmatings effekten til batteriet, kan resultatene bli brukt til å se nærmere på hvordan den tilførte effekten fra batteriet påvirker spenningsmålingene i samleskinne 5.

I case 3.2 og 3.3 skal tilleggscaset fra Kapittel 8.4 testes ut med både nettbatteri og trinnkobler. Det skal demonstreres hvordan trinnkobleren kan være et aktuelt bidrag for at nettbatteriet skal redusere bruk av egen kapasitet for å oppnå et tilfredsstillende spenningsnivå. I de gjeldende casene benyttes den direkte metoden for å trinne transformatoren, som vil si at omkoblingen er forhåndsbestemt.

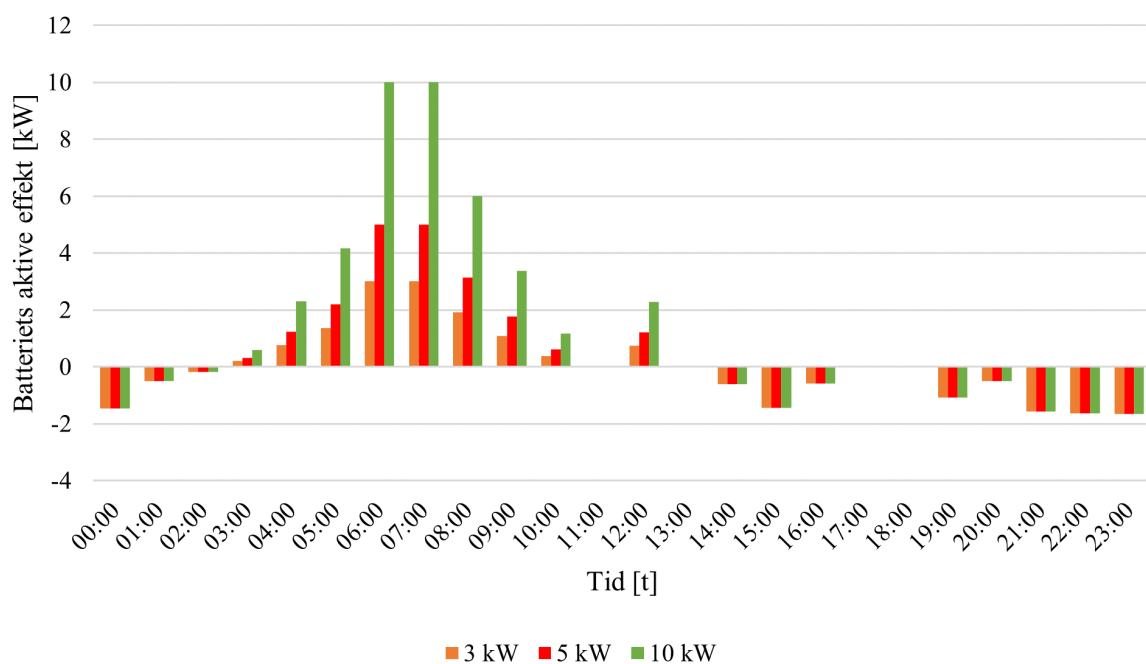
10.2 Case 3.1: Batteriinnvirkning og endring av trinnstilling med samleskinne 5 som målepunkt

Før batteriet ble tilkoblet, ble trinnstilling i fordelingstransformatoren endret tre ganger over det gjeldende døgn (9.3.2), noe som ga tilfredsstillende spenningsforhold. Nettbatteriet vil nå tilkobles for å undersøke virkningen på hvordan trinnkobleren reagerer på lastpåvirkningen fra batteriet. Siden nettbatteriet er basert på effektmålinger, vil last som batteriet tilfører til nettet eller trekker fra nettet bli prioritert før regulatoren velger å iverksette trinningen.

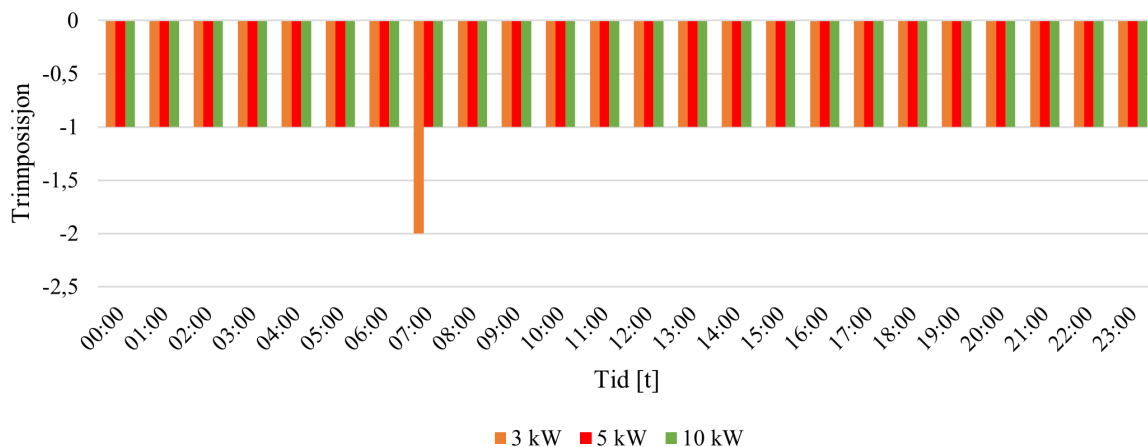
Samme batteriparametre som fra case 1.2 (Tabell 8.5) vil benyttes. P_{feed} vil testes ut med 10 kW, 5 kW og 3 kW. Spenningskurvene som oppstår er vist i Figur 10.1.



Figur 10.1: Spennning før og etter både trinnkobler og batteri iverksettes.



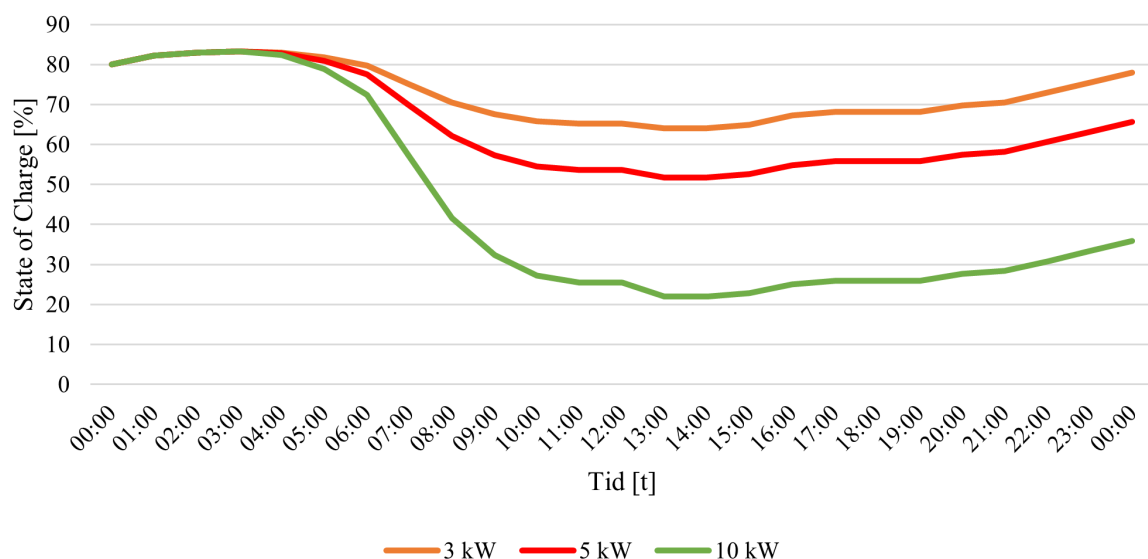
Figur 10.2: Batteriets aktive effekt over det gjeldende døgnet.



Figur 10.3: Gjeldende trinnposisjon over deg gjeldende døgnet. Når batteriets nominelle tilførselseffekt er 3 kW, vil trinnposisjon endres til -2 klokken 07:00.

Når batteriet nå iverksettes samtidig, vil trinnposisjonen når P_{feed} er lik 5 og 10 kW holdes på -1 avvik fra trinnstilling gjennom hele dagen. Batteriet forsyner med tilstrekkelig effekt til at spenningsnivået på samleskinne 5 holdes innenfor dødbåndet etter at trinnposisjon er endret til -1. Til forskjell fra caset uten batteri (9.3.2), blir trinnstillingen endret fra første time, som følge av at batteriet trekker 1.45 kW til opplading. Når P_{feed} settes lik 3 kW, vil derimot trinnstillingen endres til -2 klokken 07:00. Dette er forårsaket av at 3 kW tilført effekt ikke er tilstrekkelig for å holde spenningen på samleskinne 5 under 0.97 p.u.

Bidraget fra batteriet medfører i dette tilfellet at minste spenning heves ytteliggere. Laveste spenning vil nå være 0.94 p.u., og oppstå i klokken 16:00. Endring i SoC er vist i Figur 10.4.

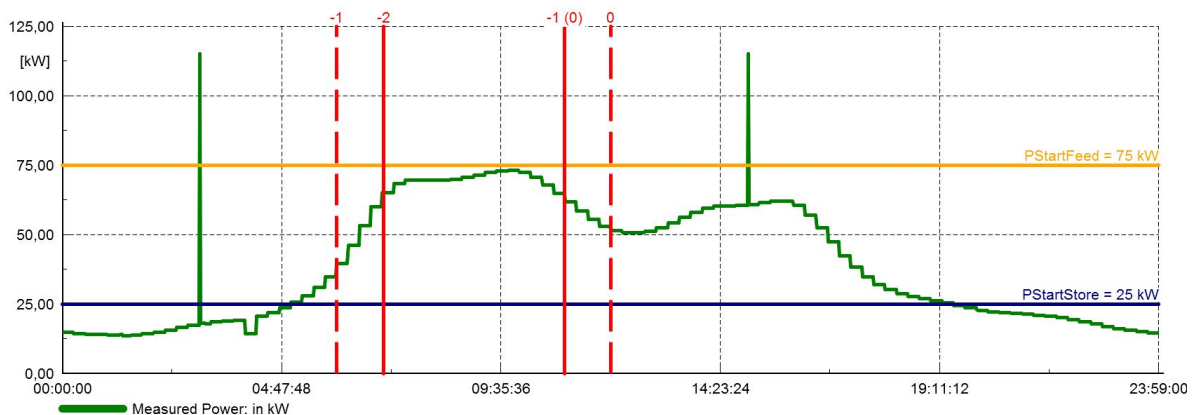


Figur 10.4: Endring i SoC når P_{feed} er lik 3 kW, 5 kW og 10 kW.

10.3 Case 3.2: Batteristøtte kun når kortvarige underspenninger inntreffer

I dette caset vil det testes ut hvorvidt batteriet kun kan brukes til spenningsstøtte på spenningsdippene, samtidig som trinnkobler regulerer spenningen i timene hvor spenningen er under 207 V. Batteriet vil dermed forsyne med full effekt (30 kW) når spenningsdippene inntreffer.

Endring av trinnstilling medfører ikke at effektflyten endres. Siden batteriet opererer med effektmåling, må grensene for hvor batteriet skal iverksettes endres. Figur 10.5 viser at batteriet kun skal forsyne med effekt i de periodene spenningsdippene inntreffer, og benytte timene hvor effekten er veldig lav til å lade. Grensene, representert i blå og gul linje, vil derfor være et naturlig valg for $P_{StartFeed}$ og $P_{StartStore}$. $P_{FullFeed}$ og $P_{FullStore}$ vil settes til henholdsvis 80 og 20 kW. Figuren illustrerer hvor trinnstilling endres, og hvilken trinnstilling den endres til. Det er demonstrert endring av trinnstilling direkte til -2 i time 7 og tilbake til 0 i time 11, i tillegg til gradvis trinning fra time 10 til 12 (stiplede linjer). Grunnen til at det ikke innstilles høyere er fordi spenningen rundt fordelingstransformatoren ikke skal overstige 253 V.



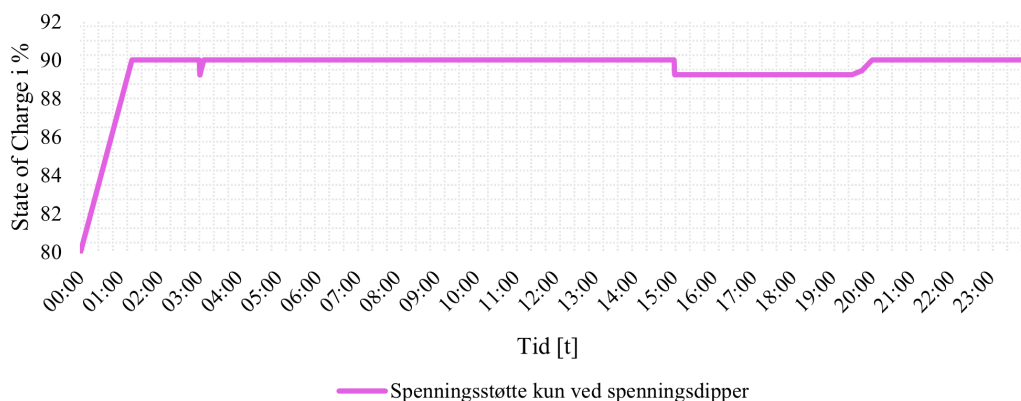
Figur 10.5: $P_{measured}$ for det gjeldende caset. De røde linjene representerer på hvilket tidspunkt transformatoren skal trinnes, og hvilken trinnstilling det skal endres til.

Figur 10.6 angir spenningskurvene for ytterpunktet i kretsen på venstre akse, og batteriets effektkurve på høyre akse. Den minste spenningen som forekommer i løpet av døgnet er i time 16, med 0.91 p.u. I denne timen bidrar verken batteriet eller trinnkobleren til å heve spenningsnivået. Dette er ikke under spenningsgrensen for langvarige underspenninger, men med hensyn til antatt usymmetriske spenninger, kan det være hensiktsmessig å heve spenningen enda litt til.



Figur 10.6: Spenning og batterieffekt over det gjeldende døgnet når transformatoren trinnes og batteriet er tilkoblet.

Den gradvise endringen av trinnstillingen illustrert med grønn linje, medfører en mindre brå overgang, og bidrar til å jevne ut spenningen. Dette har allikevel ingen påvirkning på batteriets effektforsyning, men demonstrerer en jevnere endring av spenningen. I timene hvor trinnkobleren stilles til -2 avvik fra midtstilling, heves spenningen med omtrent 0.04 p.u. Dette medfører at batteriet får tilstrekkelig kapasitet til å forsyne med effekt når begge spenningsdippene inntreffer. Den første spenningsdippen vil derimot ikke fjernes helt, fordi deler av den understiger $P_{StartStore}$. Dette medfører at det faktisk trekkes effekt i deler perioden den forekommer. Fenomenet illustreres i Figur 10.7, som viser hvordan batteriets SoC endrer seg over det gjeldende døgnet.



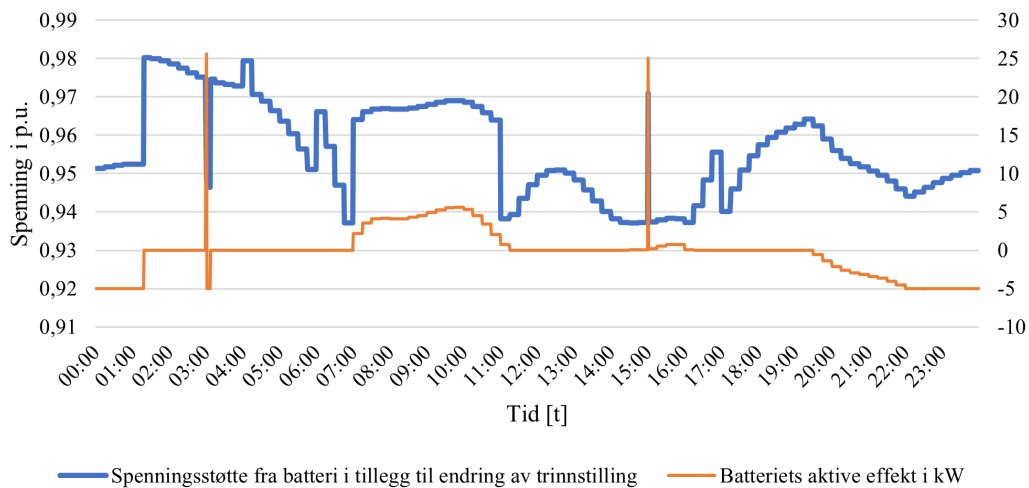
Figur 10.7: SoC-karakteristikk når batteriet kun tilfører effekt når spenningsdippene inntreffer.

State of Charge i Figur 10.7 konstaterer at batteriet bruker svært lite av sin kapasitet. Batteriet benytter de første timene til å lade, og når dermed sin maxSoC i løpet av døgnet andre time. Den andre spenningsdippen forårsaker en liten nedgang i tilgjengelig kapasitet til 89 %, før det igjen lades opp til 90 % klokken 20.

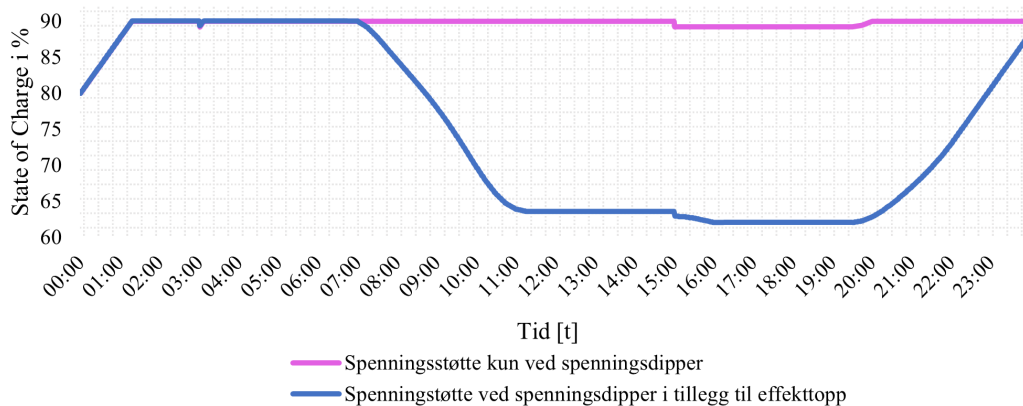
10.4 Case 3.3: Effektutjevning med nettbatteri sammen med effektbidrag på kortvarige underspenninger/spenningsdipper

Siden nettet er simulert om en per-fase-ekvivalent vil spenningen i en av fasene i noen tilfeller være lavere enn i et fullstendig symmetrisk nett. Det kan derfor være behov for at innmating av effekt iverksettes selv om per-fase-ekvivalenten tilsier at spenningen er over 207 V. Effektgrensen for $P_{StartFeed}$ reduseres til 60 kW, slik at både første og andre effekttopp inkluderes i batteriets innstilling for når innmating av effekt i nettet skal starte. I tillegg forlenges trinningsssyklusen frem til klokken 17, slik at -1 avvik fra midtstilling holdes konstant fra klokken 11 til 17. $P_{FullFeed}$ og $P_{FullStore}$ holdes på 80 og 20 kW, likt som forrige case.

Litt effektbidrag fra batteriet i tillegg til at transformatoren trinnes i de samme timene gir følgende resultater:



Figur 10.8: Spenning og batterieffekt etter bidrag fra batteri og trinning av transformator. Blå kurve representerer spenning, og oransje kurve representerer batterieffekt.



Figur 10.9: SoC-kurver for case 3.3 og 3.2.

Det nåværende batterinivået, sammenlignet med det forrige, gir en større variasjon når

batteriet også benyttes til spenningsstøtte når den alminnelige effekttoppen inntreffer. I likhet med case 3.1, tillater dette styringsprinsippet at batteriet får ladet helt opp igjen innen inngangen til neste dag. Batteriet benytter ikke på noen tidspunkter hele sin tilgjengelige kapasitet for å oppnå tilfredsstillende spenningsverdier.

10.5 Oppsummering og diskusjon

I case 3.1 kombineres batteristyring med automatisk trinnkoblerstyring. En jevn trinnkoblerstilling i det studerte nettet, sammen med et nettbatteri, gir en tilfredsstillende spenningskvalitet. Siden batteriet lader fra første time, medfører det at spenningen over samleskinne 5 blir lav nok til at trinnstillingen endres fra første time. Når batteriets nominelle effekt er lik 3 kW, utføres det en ekstra omkobling klokken 07:00, som resultat av at effekten som blir tilført i nettet ikke er stor nok til å holdes innenfor dødbåndet. Siden spenningskvaliteten allerede er tilfredsstillende, kan derfor en nominell innmatingseffekt på 3 kW være et tilstrekkelig alternativ. Dersom målet er at transformatoren skal begrense omkoblingen i løpet av dagen, vil det være bedre å velge en av alternativene som ikke forårsaker den ekstra omkoblingen.

Når P_{feed} er lik 5 og 10 kW, vil trinnkobleren etter første omkobling ikke registrere spenninger under dødbåndet. Etter at trinnstillingen har endret seg, vil dermed spenningen holde seg innenfor dødbåndet, slik at det ikke er behov for gjentakende endring av trinnstilling. Effektbidraget når P_{feed} er lik 10 kW skaper allikevel en spenningsstopp. Dette betyr at en innmatingseffekt på 5 kW er tilstrekkelig for å opprettholde spenningen i trinnkoblerens målepunkt. Bidraget fra batteriet viser at det i noen tilfeller kan være hensiktsmessig å benytte trinnkobler sammen med nettbatteri, for ytterligere effektutjevning og færre omkoblinger i løpet av dagen.

I case 3.2 og 3.3 demonstreres det hvordan nettbatteriet og trinnkobleren kan utnytte hverandre når det oppstår spenningsdipper i en ordinær lastsituasjon. Når trinnkobleren håndterer lav spenning som oppstår som følge av alminnelig forsyning, gir det ekstra rom for batteriet til å håndtere spenningsdippene. Spenningsdippene vil allikevel ikke reduseres fullstendig, som resultat av grensen for når batteriet starter forsyning av effekt er 75 kW. I tillegg vises det at batteriet vil bruke en liten andel av den første effekttoppen til å lade, siden deler av denne er under grenseverdien for når batteriet skal starte oppladingen.

11 Diskusjon

I dette kapitlet er simuleringsmodellen og casene i sin helhet diskutert.

11.1 Casene

I den gjeldende driftssituasjonen er det automatisk spenningsregulering med trinnkobleren som gir best spenningsforhold, sammenlignet med nettbatteriet. Kombinasjonen av disse, bidrar til å heve spenningen i nettet ytterligere. Fra resultatene kommer det fram at fordelene med å bruke trinnkobler og batterier i samme nettområde, er at iverksettingshyppigheten til trinnkobleren reduseres, og batteriet bruker mindre av sin kapasitet. Sett fra et økonomisk perspektiv, kan installasjon av begge deler være en kostbar investering for nettselskapet. Resultatene fra case 3.1 viser likevel at batteriet med lavest nominell effekt (3 kW), får et minimalt batterinivå på ca. 50 %. Et alternativ for nettselskapet, kan derfor være å investere i en batteripakke med mindre kapasitet, men allikevel utnytte fordelene med å ha en batteripakke installert i nettet. Spesielt i svake nett som er utsatt for avbrudd og flyktige spenninger, kan dette være fordelaktig. På den måten kan trinnkobleren bidra til å justere spenningen ved behov, samtidig som nettbatteriet opptrer som et sikkerhetsnett for håndtering av spenningsdipper eller som et ekstra effektbidrag når trinnkobleren ikke kan trinnes ytterligere, med fare for at kravene i FoL ikke oppfylles.

Det er vist i resultatene at nettbatteriet trekker effekt når det lader, og forsyner med effekt når det lader ut (4). Når batteriet lader, kan dette som vist resultere i at belastningen på linjene blir større. Ved installasjon av nettbatteriet må dette derfor hensyntas. En av utfordringene med er derfor at ladeeffekten må være relativt lav for å ikke belaste de nærliggende linjene ytterligere. Dette betyr i praksis at ladehastigheten må være mindre enn utladingshastigheten, som igjen medfører at batterinivået ikke øker tilstrekkelig til å være fulloppladet til neste dag. Dette kommer spesielt tydelig frem i SoC-kurvene tilhørende case 1.1 og case 1.2. Et forslag som tidligere er gitt for håndtering av dette, er utskiftning av linjene som ligger nært batteriet til en linjetype med større tverrsnitt. Et annet alternativ kan også være installasjon av lokal produksjon i samme tilknytningspunkt som nettbatteriet. På denne måten kan nettbatteriet benytte den genererte effekten fra den lokale produksjonen til å lade. Ladingen av batteriet vil dermed ikke gå ut over spenningskvaliteten i nettet. Likevel, vil en økning av ladeeffekten, og i dette tilfellet en økning av ladehastigheten, føre til større tap i forbindelse med batteriet, som tidligere nevnt i Kapittel 4.3.6.

Et nettsystem som i høy grad er basert på alminnelig forsyning og lav kortslutningsytelse, vil ofte ha ulike fasespenninger som resultat av usymmetri i nettet. Usymmetrien er gjerne forårsaket av enfaselaster i nettet, som ikke er jevnt fordelt mellom fasene. På grunn av usymmetrien som oppstår i nettet, kan også nettbatteriet bidra med fasekompensering ettersom det er tilkoblet til alle tre faser. Fasekompenseringen vil ha positiv innvirkning på balansering av usymmetrien i nettet, men dette kan også gå ut over batterikapasiteten. Når et batteri bedriver fasekompensering, vil noe av kapasiteten vil gå tapt til dette. Siden fasekompensering ikke er inkludert i denne oppgaven, må en påregne at den tilgjengelige kapasiteten ikke kan gjenspeiles nøyaktig i batteriets SoC-kurver. Kapasiteten kan dermed være lavere enn hva simuleringene viser. Opp- og utladning av batteri,

i tillegg til omformere, vil også medføre tap, selv om Li-ion batterier har relativt god totalvirkningsgrad (ca. 85-95 %) [29].

Det er oppgitt fra leverandør at transformatoren kan utføre opptil tjue trinnoperasjoner i løpet av ett minutt (5.2). I teorien betyr dette at trinnkobleren alene kan håndtere spenningsprang av middels lang varighet og langsomme spenningsvariasjoner. Håndtering av spenningsprang krever imidlertid at trinnstillingen innstilles på et relativt høyt eller relativt lavt nivå. I noen tilfeller kan dette medføre at kravene i FoL uansett ikke oppfylles, siden endring av trinnstilling påvirker hele nettet. I tilfeller hvor spenningsprang er et vedvarende problem, kan det derfor være gunstig å ta i bruk nettbatterier, som har evnen til å håndtere dette.

11.2 Modellen

Modellen som er utviklet i DIGSILENT PowerFactory, gir med de anvendte underlagsdata en tilstrekkelig samsvar med Netbas-modellen, hvor lastdata er basert på reelle AMS-data. Simuleringsmodellen skal representere en digital elektrisk tvilling for det gjeldende nettområdet. Det er allikevel viktig å påpeke at modellen kan avvike fra virkeligheten. I NetBas er ikke den reaktive effektvariasjonen for hver kunde oppgitt, men det finnes tilgang på summen av den reaktive lasten og effektfaktor for hele nettet. Nettmodellen har blitt testet ut med reaktiv effekt, i form av jevn fordeling blant kundene og tilegning av tilsvarende lastkurver. I tillegg har oppgitt effektfaktor i NetBas 0.971 blitt utprøvd. Begge deler resulterte i at spenningen i nettet ble for høy, tatt i betraktning at den minimale nettspenningen i PowerFactory skulle være mindre enn 207 V og stemme overens med den simulerte spenningen i NetBas.

Den reaktive effekten har blitt lagt til som en konstant last hos alle nettkundene for at spenningen skulle bli tilsvarende som i NetBas. Modellen kan derfor gi en ukorrekt fremstilling av reaktiv last i kretsen. Samtidig er den aktive lasten i det respektive nettområdet svært dominerende i forhold til den reaktive lasten. Dette ble omtalt i prosjektoppgaven som ble utarbeidet høsten 2020, hvor den reaktive lasten ble tilnærmet neglisjert. Endringen av reaktiv effekt har derfor ikke blitt ytterligere kommentert i denne oppgaven.

Kontrollsystemet til nettbatteriet inkluderer i denne oppgaven noen forenklinger som ikke vil vært optimale ved fysisk iverksettelse i distribusjonsnettet. Grenseverdiene som settes for at batteriet skal lades og utlades, er i denne oppgaven konstante gjennom hele tidsperioden for simuleringen. I virkeligheten vil last og forbruksmønster variere, avhengig av dag, måneder, sesong eller år. Etablering av faste grenseverdier for når batteriet skal lade eller utlade vil derfor ikke være optimalt. Det kan som resultat føre til en situasjon hvor batteriet ikke forsyner med effekt i det hele tatt. Implementering av batteri i nettet med hensikt på effektutjevning, kan derfor kreve behov for predikering av last og forbruksmønstre, for eksempel gjennom innsamling av historiske data. En annen begrensning tilknyttet batteriets kontrollsystem, er at styringsalgoritmen til batteriet ikke kan baseres på spenningsmålinger. Siden hovedfunksjonen til batteriet initielt er å bidra som spenningsstøtte, kan det argumenteres for at spenningsmålinger ville vært det mest gunstige alternativet som styringsalgoritme. Dersom dette hadde vært et alternativ, ville det med all sannsynlighet vært mulig å benytte målepunkt 1 (ved batteriets plassering)

som utgangspunkt for spenningsmålinger. Likevel, ble dette løst ved å benytte målepunktet nær fordelingstransformatoren. Lastvariasjonen i dette punktet var likere den minimale spenningen, som ble demonstrert i Figur 8.9. Det ble av den grunn enklere å etablere grenseverdier for når batteriet skulle lades og utlades.

Det modellerte nettbatteriet opptrer som et ideelt batteri. Det vil si at eventuelle tap som følge av opp- og utlading ikke er hensyntatt. I Kapittel 4.3.6 er det presentert at høy oppladings- og utladingshastighet er korrelert med høyere tap i batteriet. I tilleggscaset som er utført i Kapittel 8.4, demonstreres dette enda bedre ettersom batteriet får mulighet til å lade helt ut. I forsyningssituasjon B2 forsyner batteriet med 52 kWh i de timene batterinivået går fra 90 % til 10 %. Dette viser med andre ord at det batterisystemet ikke hensyntar noe tap i systemet, som følge av at høy innmatingseffekt i nettet.

I denne oppgaven er det aktiv effektkontroll som først og fremst er vektlagt. Spenningsregulering med aktiv effekt har større virkning på både kraftmarkedet og markeder for forbrukerfleksibilitet enn spenningsregulering med reaktiv effekt [2]. Siden forbrukerfleksibilitet også inngår i arbeidspakke AP3.3, vil derfor det aktive effektbidraget være et prekært behov. Batteriets kontrollsystem inneholder likevel muligheter for å utføre reaktiv effektkontroll. Etter en uttesting av reaktiv effektkontroll i den gjeldende modellen, viste det seg at dette hadde en innflytelse på batterisystemets nominelle aktive effekt, i den grad av at den ble noe redusert. Uten reaktivt effektbidrag ble det derfor enklere å styre hvor mye aktiv effekt batteriet kan trekke/tilføre nettsystemet.

Simulering slik at spenning og effekt stiger og avtar i løpet av timen kan påvirke resultatene i form av noe ukorrekt fremstilling av når batteriet starter og avslutter ladeprosessen. Ved en stolpevis representasjon av last og spenning vil verdiene holdes konstante over en time. Lading og utlading ville derfor startet og avsluttet på på hele klokke timer. I realiteten vil ikke lasten holdes konstant over en hel time, og det ble derfor gjort en vurdering av at dette også skulle gjenspeiles i simuleringene. Som et resultat av dette blir effekt- og spenningsvariasjonen noe "spissere" enn hva den mest sannsynlig er i virkeligheten. En konsekvens av dette kan være at toppverdien holdes over et mindre tidsrom enn hva som er reellt. En simulering med høyere oppløsning enn timer ville derfor vært et bedre alternativ, men siden det ikke var tilgang på reelle data til dette, ble dette ikke mulig å gjennomføre.

Det respektive nettområdet har historisk en svært lav utetemperatur om vinteren. Nærmeste værstasjon målte en gjennomsnittstemperatur på -13.2°C den 27. februar 2020. Den lave temperaturen i nettområdet vil dermed påvirke nettkomponentene i ulik grad. Majoriteten av luftnettet består av blanke aluminiumslinjer, som gjør at ledertemperaturen vil påvirkes av kuldegradene. Lave ledertemperaturer fører til at motstanden i linjene reduseres, som igjen påvirker belastningen på linjene [45]. Det vil si at linje- og kabelbelastningene som presenteres her kan avvike noe fra virkeligheten, i tillegg til at nettspenningen jevnt over kan være noe høyere. Også nettbatteriet påvirkes av høye og lave temperaturer. I Kapittel 4.3.5, ble det forklart at optimal driftstemperatur for et Li-Ion batteri var mellom 20 og 45°C . Når temperaturen er under- eller over disse grensene, vil tillatt nominell effekt reduseres. Spesielt lave temperaturer vil ha negativ innvirkning på batteriets opplading. I tillegg er det anbefalt at omgivelsestemperaturen holdes til typisk romtemperatur for å maksimere levetiden. Et generelt råd ved bruk av batteri i det gjeldende nettområdet, kan derfor være å sikre at temperaturen i nettbatteriets omgivelser holder romtemperatur.

12 Konklusjon

Hensikten med dette prosjektet har vært å undersøke hvordan nettbatterier og trinnkoblere kan bidra til å løse spenningsutfordringer i et lavspent distribusjonsnett med stort spenningsfall og lav kortslutningsytelse. Yteevnen til et energilagringssystem er undersøkt, med fokus på drift av et batterisystem med forbruk og produksjon av aktiv effekt. I tillegg er det studert hvordan spenningsregulering, ved bruk av hurtige trinnkoblere, kan være en aktuell løsning for å sikre tilfredsstillende spenningsnivå hos nettkunden i henhold til Forskrift om leveringskvalitet. De aktuelle nettkomponentene er testet ut, både sammen og hver for seg. Det har i denne sammenheng blitt bygget en modell av et reelt nettområde i DIGSILENT PowerFactory. Simuleringsmodellen er bygget basert på AMS- og nettdata fra NetBas, og representerer en digital elektrisk tvilling for det gjeldende nettområdet. Nettområdet er et 230 V IT-nett, og inngår som en av demokretsene til Elvia i forbindelse med IDE-prosjektet. Den digitale elektriske tvillingen i PowerFactory gir, med riktige underlagsdata, samsvarende last- og spenningsforhold, sammenlignet med NetBas-simuleringer.

Resultatene viser at målepunktet for å bestemme når nettbatteriet skal mate inn, eller trekke effekt fra nettet, bør være lokalisert i nærheten av fordelingstransformatoren. Dette er fordi variasjon i effekt og spenningsprofil i større grad vil samsvare med hverandre. Batteriet vil derfor ha større sannsynlighet for å lade og utlade på tidspunkter hvor det ikke forårsaker at spenningen blir for lav. Bidraget fra nettbatteriet medfører at spenningsnivået blir tilfredsstillende i de timene det opprinnelig er behov for spenningsstøtte, men oppladingen forårsaker at spenningen synker til 0.9 p.u. klokken 15. I et usymmetrisk nett, vil dette mest sannsynlig indikere at bidraget fra nettbatteriet ikke er tilstrekkelig. Et batteri hvor styringsprinsippet er basert på spenningsmåling, kan derfor være et mer gunstig alternativ.

Når batteriet lader, vil den maksimale belastningen på linjene påvirkes i negativ retning. En ladeeffekt på 5 kW, resulterer i en overbelastning på de nærliggende linjene med 101 %. Når ladeeffekten reduseres til 3 kW, vil belastningen på linjene reduseres til 83 %. Resultatene viser dermed at ladeeffekten til nettbatteriet bør holdes til under 5 kW for at linjene ikke skal utsettes for uønsket slitasje. Et alternativ for å håndtere belastningen, kan være utskiftning til et høyere linjetverrsnitt. Nettbatteriet kan på den måten trekke mer effekt, uten at det påfører linjene en nevneverdig ekstra belastning.

Nettbatteri som et verktøy for håndtering av spenningsdipper er vist til å være svært nyttig. Batteripakkens maksimale effekt på 30 kW, gir tilstrekkelig demping, og bidrar dermed til at spenningen holdes innenfor ± 10 % av 230 V.

I nett hvor kortslutningsytelsen (I_{kmin}) blir svært mye mindre utover radialen, bør målepunktet til regulatoren lokaliseres ute i nettet. Dette kommer av at spenningen opptrer som stiv desto nærmere fordelingstransformatoren man kommer. Den automatiske trinnkobleren vil dermed ikke oppleve lav spenning dersom referansepunktet er nær transformator. Dersom nettets ytterste punkt settes som referansepunkt, vil derimot spenningen bli alt for høy ved fordelingstransformatoren. Det blir derfor ansett som nødvendig å sette referansepunktet midt på radialen. På denne måten vil trinning av transformator medføre at det trinnes opp eller ned til en verdi som er tilfredsstillende på alle punkt i nettet. Trinning av fordelingstranformatoren med målepunkt på samleskinne 5,

gir en minste spenning på 0.92 p.u. i kretsen, noe som gir et tilfredsstillende spenningsnivå. Denne driftssituasjonen får dermed større nytte av å bruke trinnkobler, fremfor nettbatteri.

Tilknytning av nettbatteri sammen med aktiv trinnkobler, medfører at trinnkobleren foretar færre omkoblinger i løpet av dagen. Effektbidraget fra batteriet øker spenningen ved regulatorens målepunkt, og det blir derfor ikke nødvendig å foreta like mange trinnoperasjoner for å holde nettspenningen innenfor dødbåndet.

I denne oppgaven er det blitt dokumentert at både nettbatterier og trinnkoblere kan være effektive virkemidler for å oppnå tilfredsstillende spenningsnivå hos nettkunder som har behov for spenningsstøtte. Fra resultatene kan det konkluderes med at hurtige trinnkoblere kan være godt egnet i det aktuelle nettsystemet. Når trinnkobler og nettbatteri er installert i samme nettsystem, vil teknologiene dra nytte av hverandre i form av færre trinnoperasjoner og redusert bruk av batterikapasiteten.

13 Videre arbeid

Det er mange måter å videreføre arbeidet med casene og det foreslåtte systemet i denne oppgaven. I dette kapitlet forslås derfor noen punkter som kan være av interesse å se på videre.

Siden forbrukerfleksibilitet også inngår under arbeidspakke AP3.3, kan en aktuell videreføring av systemet være å studere nettbatterier i forbindelse med bilaterale avtaler for forbrukerfleksibilitet. Forbrukerfleksibilitet sammen med nettbatteriet kan være interessant å undersøke i forbindelse med spenningsproblemene forårsaket av opplading av batteriet, som er avdekket i denne oppgaven.

Usymmetrien mellom fasespenningene i nettet forårsaker at nettbatteriet må bruke kapasitet på fasekompensering. I et videre arbeid kan det derfor være aktuelt å ta hensyn til tapt kapasitet og påvirkningen av batterinivå som følge av fasekompensering.

Etter hvert som nettbatterier og trinnkoblere blir benyttet i de ulike nettområdene tilhørende IDE-prosjektet, kunne en interessant studie vært å sammenligne reelle data fra nettselskapet med simulerte data fra modellen.

Utvikling av case med minutt- og/eller sekundoppløsning med større mengde reelle grunnlagsdata fra AMS-måler, kan gi et mer utfyllende bilde av batteriets og trinnkoblerens bidrag til å løse spenningsproblemer. En slik studie kan gi bedre oversikt og forståelse av nettbatterier og trinnkoblere som attraktive nettkomponenter.

En annen interessant vei å gå videre, er å integrere en optimaliseringsalgoritme for lagring og leveranse av energi. Denne kan for eksempel være relatert til prognostisert belastningsbehov og energiproduksjon med hensikt om å finne den beste lade- og utladningsprodsedyren, både når det gjelder lagringssystemets levetid og strømpris.

Det kan videre være av interesse å avdekke om hvorvidt innfasing av trinnkoblere og nettbatterier i samme nettområde vil være kostnadsbesparende i et langsiktig perspektiv.

Andre interessante tema å se på videre kan være:

- Utskiftning av linjer og kabler rundt nettbatteriet for reduksjon av belastning på linjer og kabler når batteriet lader.
- Hurtige trinnkoblere innvirkning på spenningsavhengige laster.

Referanseliste

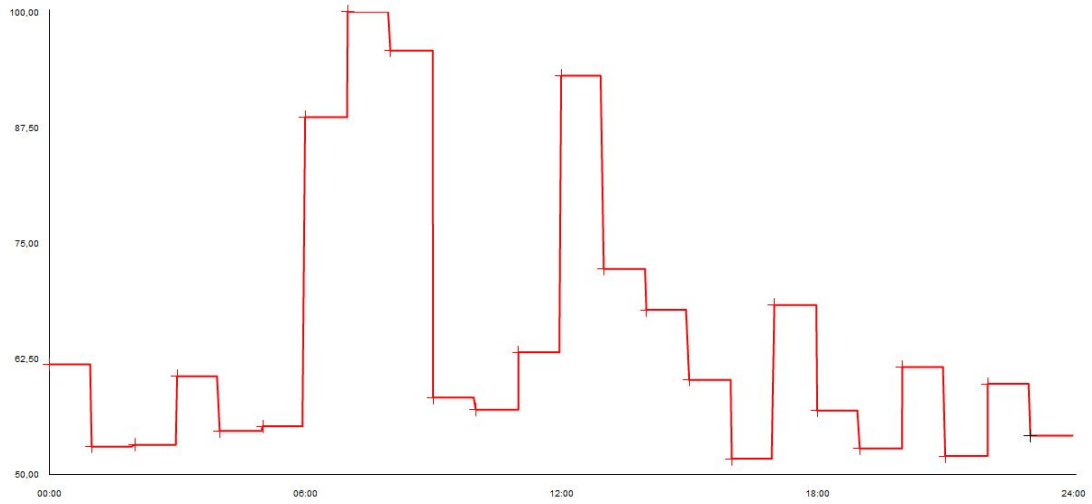
- [1] Norges vassdrags-og energidirektorat. *Forbrukerfleksibilitet*, Oktober 2020.
Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energibruk-effektivisering-og-teknologier/teknologier/forbrukerfleksibilitet/?ref=mainmenu> [Hentet: 26.06.21].
- [2] DNV GL. *Batterier i distibusjonsnettet*. Norges vassdrags- og energidirektorat, 2018.
- [3] Smartgrids. *Arbeidspakker i IDE-prosjektet*. Desember 2020.
Tilgjengelig fra: <https://ide-smartgrids.no/bakgrunn/> [Hentet: 07.12.20].
- [4] Smartgridsenteret. *Vedlegg 4.1 Utfyllende beskrivelse demonstratorer og tekniske grupper*. Smartgridsenteret, 2020.
- [5] Thema Consulting. *Kartlegging av framtidig fleksibilitetsbehov og –potensiale i Eidsiva nettområde (KAFFI)*. Eidsiva Energi, 2020.
- [6] Dr. M. Grieves, J. Vickers. *Digital Twin: Mitigating Unpredictable, Undesirable Emergent Behavior in Complex Systems (Excerpt)*, 2016.
Tilgjengelig fra: https://www.researchgate.net/publication/307509727_Origins_of_the_Digital_Twin_Concept
[Hentet: 15.12.20].
- [7] SINTEF. *Digital twilling*, 2020.
Tilgjengelig fra: <https://www.sintef.no/digital-tvilling/>
[Hentet: 07.12.20].
- [8] Norsk Elektroteknisk Komite. *Smarte nett = Elektro + IKT*, 2017.
Tilgjengelig fra: <https://www.nek.no/smarte-nett-elektro-ikt/>
[Hentet: 08.12.20].
- [9] F. Trengereid, K. Brekke, S. Parelius. *Leveringskvalitet i kraftsystemet*. Norges vassdrags- og energidirektorat, 2018.
- [10] Store Norske Leksikon. *Spenningskvalitet*, April 2019.
Tilgjengelig fra: <https://snl.no/spenningskvalitet> [Hentet: 20.05.21].
- [11] Norges vassdrags-og energidirektorat. *Vurdering av behov for å sette grenseverdi for minimum kortslutningsytelse i lavspenningsnettet*, November 2015.
Tilgjengelig fra: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015_113.pdf [Hentet: 23.05.21].
- [12] H. Seljeseth, SINTEF. *Elsikkerhetskonferansen: Spenningskvalitet – scenario 2020*. Standard Norge, 2020.
- [13] M.M. Aman et al. *Optimum shunt capacitor placement in distribution system—A review and comparative study*. Elsevier, 2013.
- [14] H. Ibrahim, A. Ilinca, J. Perron. *Energy storage systems - Characteristics and comparisons*. Elsevier, 2007.

- [15] Next Kraftwerke. *Spenningskvalitet*, Juni 2021.
Tilgjengelig fra: <https://www.next-kraftwerke.com/knowledge/what-is-peak-shaving> [Hentet: 11.06.21].
- [16] J. Badeda L. Gloria, A. Appel. *How industrial consumers can reduce their electricity costs with battery energy storage systems*, Juni 2020.
Tilgjengelig fra: [https://www.thesmartere.com/en/home/news-and-publications/expert-interviews-and-background-stories/interviews-background-details?tx_news_pi1\[news\]=3969&cHash=fd555dcd387f43ea336dcae92e6ca480](https://www.thesmartere.com/en/home/news-and-publications/expert-interviews-and-background-stories/interviews-background-details?tx_news_pi1[news]=3969&cHash=fd555dcd387f43ea336dcae92e6ca480) [Hentet: 01.04.21].
- [17] . Faiz, B. Siahkolah. *Electronic Tap-changer for Distribution Transformers*. Springer, 2011.
- [18] N. A. Ashtiani et al. *Optimal allocation of energy storage systems in connected microgrid to minimize the energy cost*. In Proceedings of the 2014 19th Conference on Electrical Power Distribution Networks (EPDC), Tehran, Iran, 6–7 May 2014; pp. 25–28., 2017.
- [19] W. Wang et al. *Active and reactive power coordinated control strategy of battery energy storage system in active distribution network*. 32nd Youth Academic Annual Conference of Chinese Association of Automation (YAC), 2017, pp. 462-465, 2017.
- [20] L. Goldie-Scot. *A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices*. BloombergNEF, 2019.
- [21] Gilbert M. Masters. *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. John Wiley and Sons, 2004.
- [22] E. Redondo-Iglesias, P. Venet, S. Pelissier. *Measuring Reversible and Irreversible Capacity Losses on Lithium-Ion Batteries*. IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC). p. 7, 2016.
- [23] H. Abdi et al. *Distributed Generation Systems*. Elsevier, 2017.
- [24] N. Kularatna. *Energy Storage Devices for Electronic Systems: Rechargeable Batteries and Supercapacitors*. Elsevier, 2015.
- [25] H. Hasan et al. *The Impact of Temperature On Battery Degradation for Large-Scale BESS in PV Plant*. ResearchGate, 2017.
- [26] A. Hentunen, V. Erkkilä, S. Jenu. *Storage system dimensioning and design tool*. INVADE H2020, 2017.
- [27] Phillip Weicker. *A systems approach to lithium-ion battery management*. Artech, 2014.
- [28] G. Ning, B. Halan, B. N. Popov. *Capacity fade study of lithium-ion batteries cycled at high discharge rates*. Elsevier, 2002.
- [29] K. Sand et al. *Veileder for kost/nytte-vurderinger ved integrasjon av batteri i distribusjonsnettet*. SINTEF, 2020.
- [30] SINTEF Energi AS. *Systematikk ved planlegging av kraftnett*. REN, 2010.

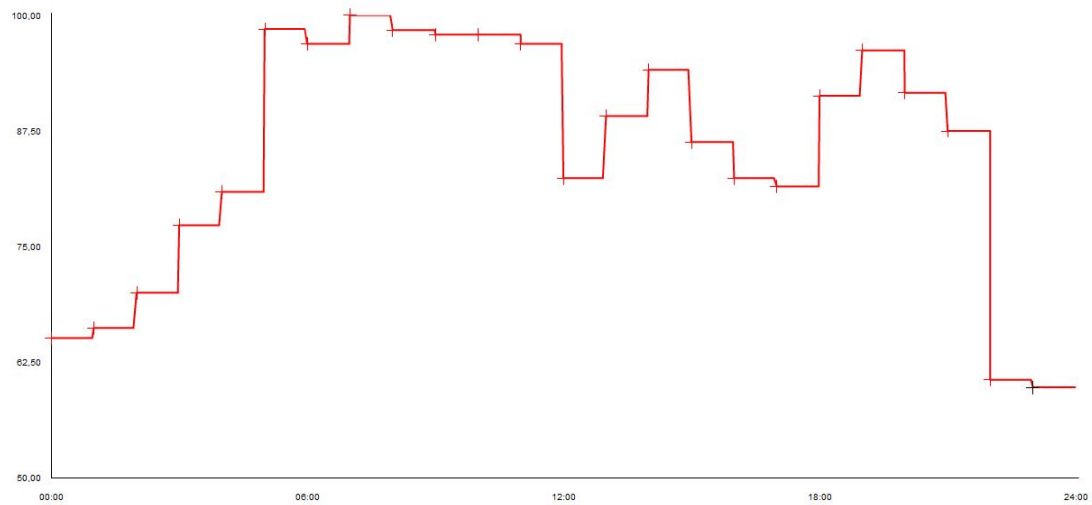
- [31] J. Hole, H. Horne. *Batterier vil bli en del av kraftsystemet*. NVE, 2019.
- [32] A. Yokoyama et al. *Optimal Strategies of Siting, Sizing, and Scheduling of BESS: Voltage Management Solution for Future LV Network*. Wiley, 2018.
- [33] Megger. *Tap changers*, Juni 2021.
Tilgjengelig fra: <https://uk.megger.com/applications/transformers/tap-changers> [Hentet: 24.06.21].
- [34] J. Faiz, Be. Siahkolah. *Electronic Tap-changer for Distribution Transformers*. Springer, 2011.
- [35] Wikimedia Commons. *Tap changing switch*, Juni 2021.
Tilgjengelig fra: https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Tap_changing_switch_edit.gif [Hentet: 23.06.21].
- [36] L. Jonsson, D. Sundqvist. *Vacuum interrupters as an alternative to traditional arc quenching in on-load tap-changers*. ABB, 2007.
- [37] E. Osmanbasic, G. Skelo. *Tap Changer Condition Assessment Using Dynamic Resistance Measurement*. Procedia Engineering, 2017.
- [38] Online Electrical and Electronics study. *Tap Changing Transformer*, Mars 2021.
Tilgjengelig fra: <https://www.eeeguide.com/tap-changing-transformer/> [Hentet: 30.03.21].
- [39] M. Tomson. *Automatic-Voltage-Control Relays and Embedded Generation: Part 1*. Power Engineering Journal, IEE, vol. 14, no. 2, 93-99, 2000.
- [40] Sintef Energi AS. *Fremtidens Avanserte Måle og Styringsystem (AMS)*. Norges vassdrags- og energidirektorat, 2019.
- [41] MR. ECOTAP® VPD® - *THE COMPACT CLASS FOR DISTRIBUTION TRANSFORMERS*. Maschinenfabrik Reinhausen, 2021.
- [42] NVE. *Kraftsystemdata*, September 2019.
Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/energiforsyningsdata/kraftsystemdata/> [Hentet: 09.11.20].
- [43] L. F. Gaitán, J. D. Gómez, E. Rivas-Trujillo. *Quasi-Dynamic Analysis of a Local Distribution System with Distributed Generation. Study Case: The IEEE 13 Nodes System*. TecnoLógicas, 2019.
- [44] DIgSILENT GmbH. *DIgSILENT PowerFactory User Manual 2019*. DIgSILENT GmbH, 2018.
- [45] M. Bartos et al. *Impacts of rising air temperatures on electric transmission ampacity and peak electricity load in the United States*. 2016 Environ. Res. Lett. 11 114008, 2016.

Vedlegg A Lastprofiler

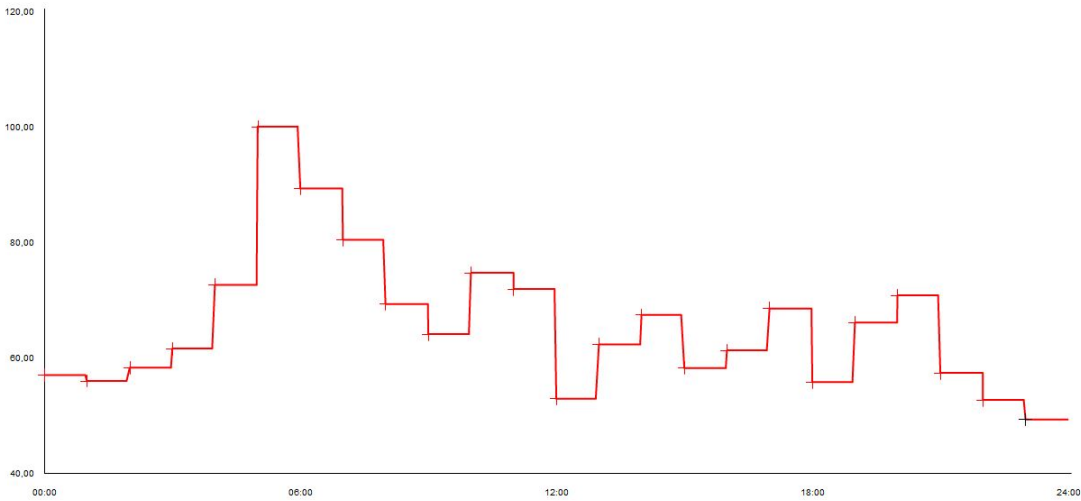
Kunde 1



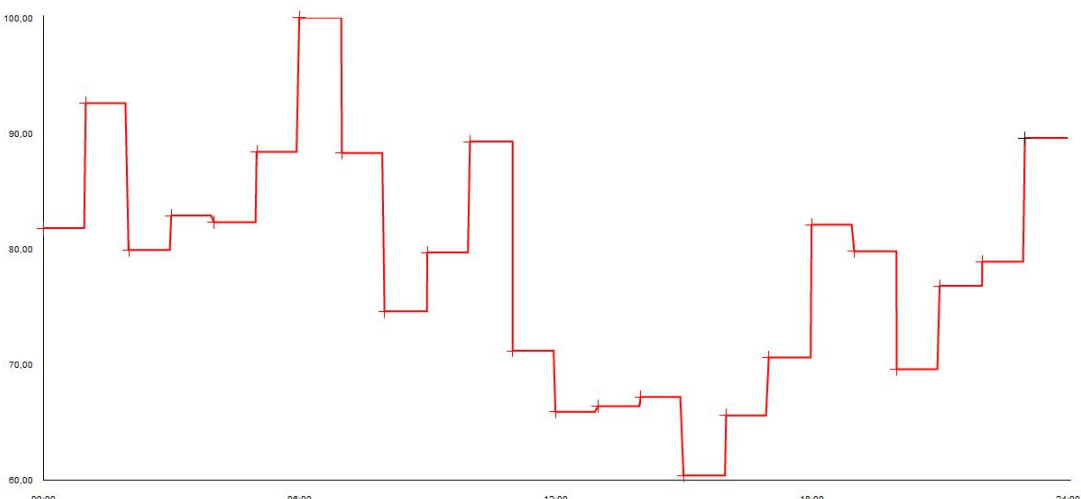
Kunde 2



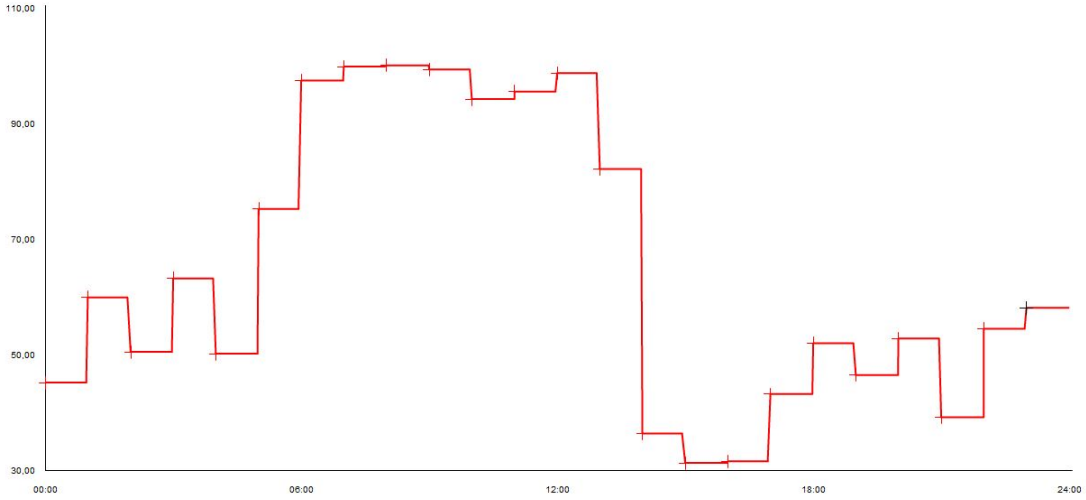
Kunde 3



Kunde 4

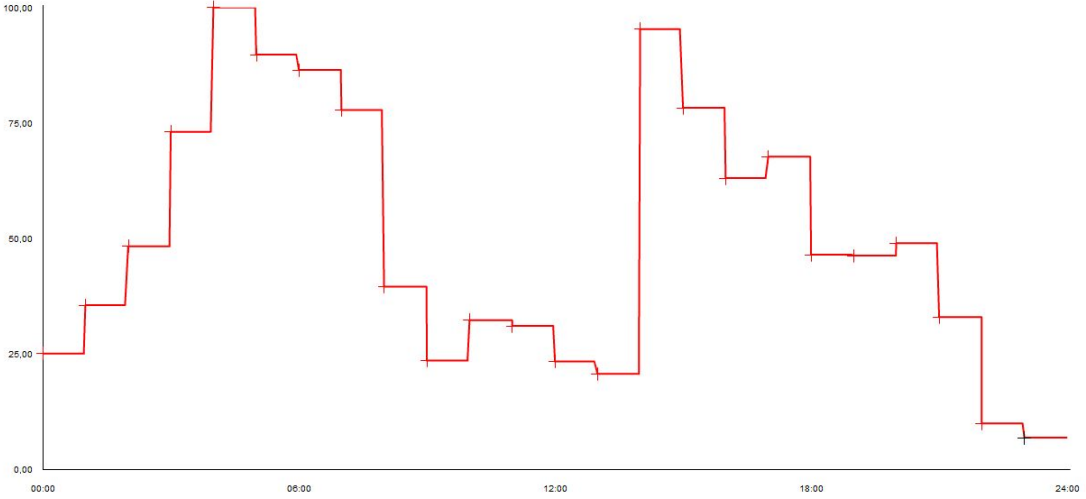


Kunde 5

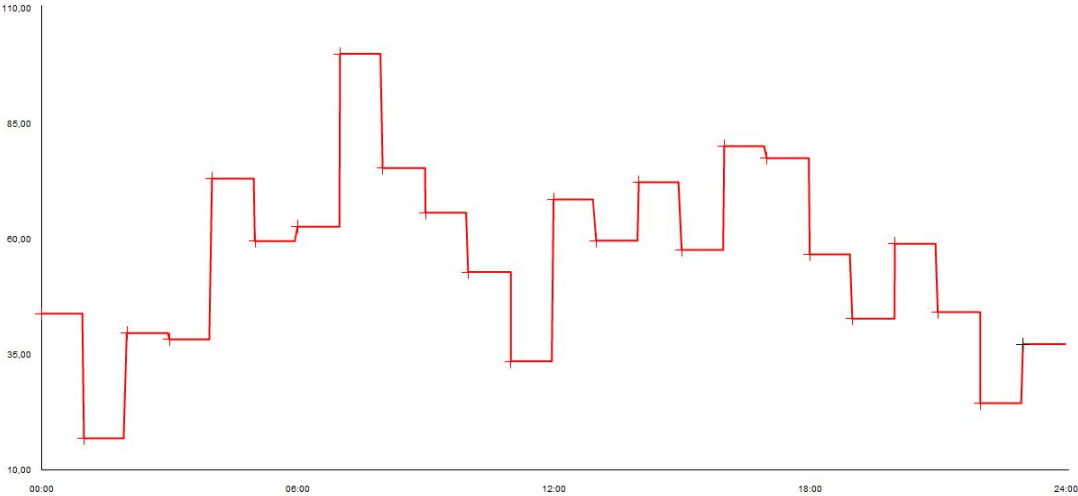


Kunde 6

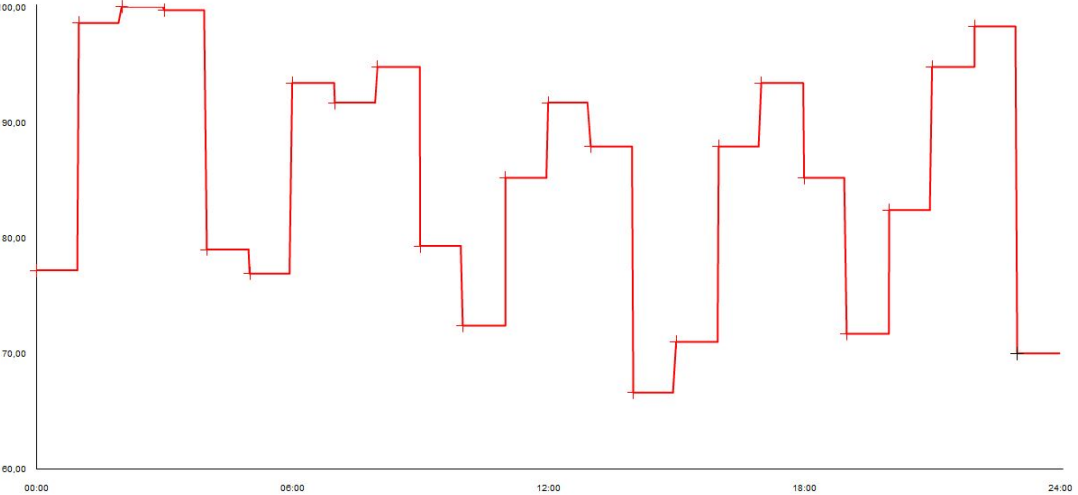
Kunde 7.1



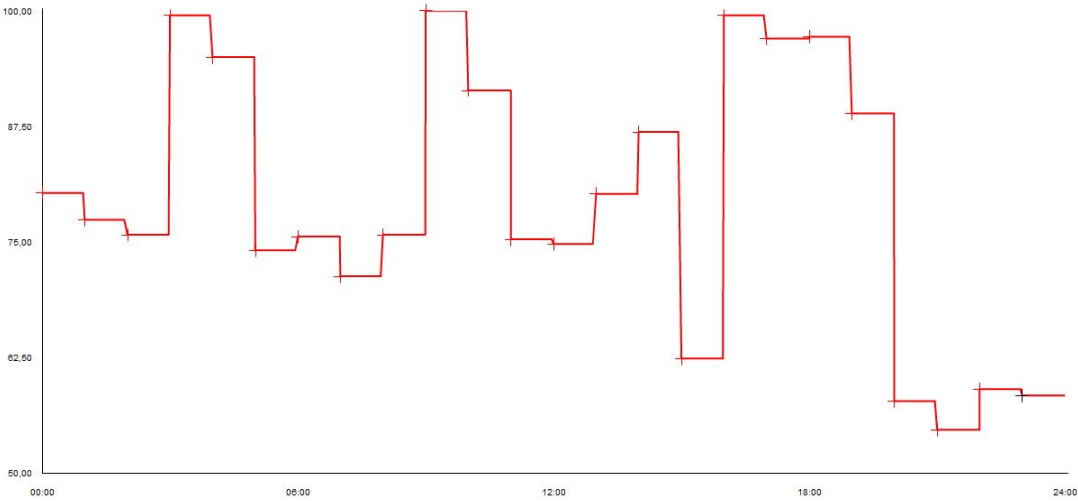
Kunde 7.2



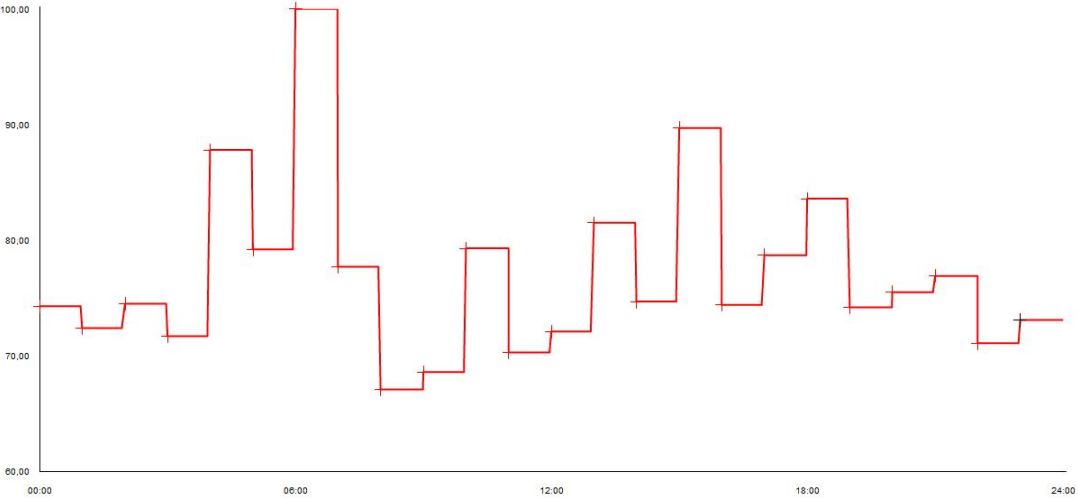
Kunde 8



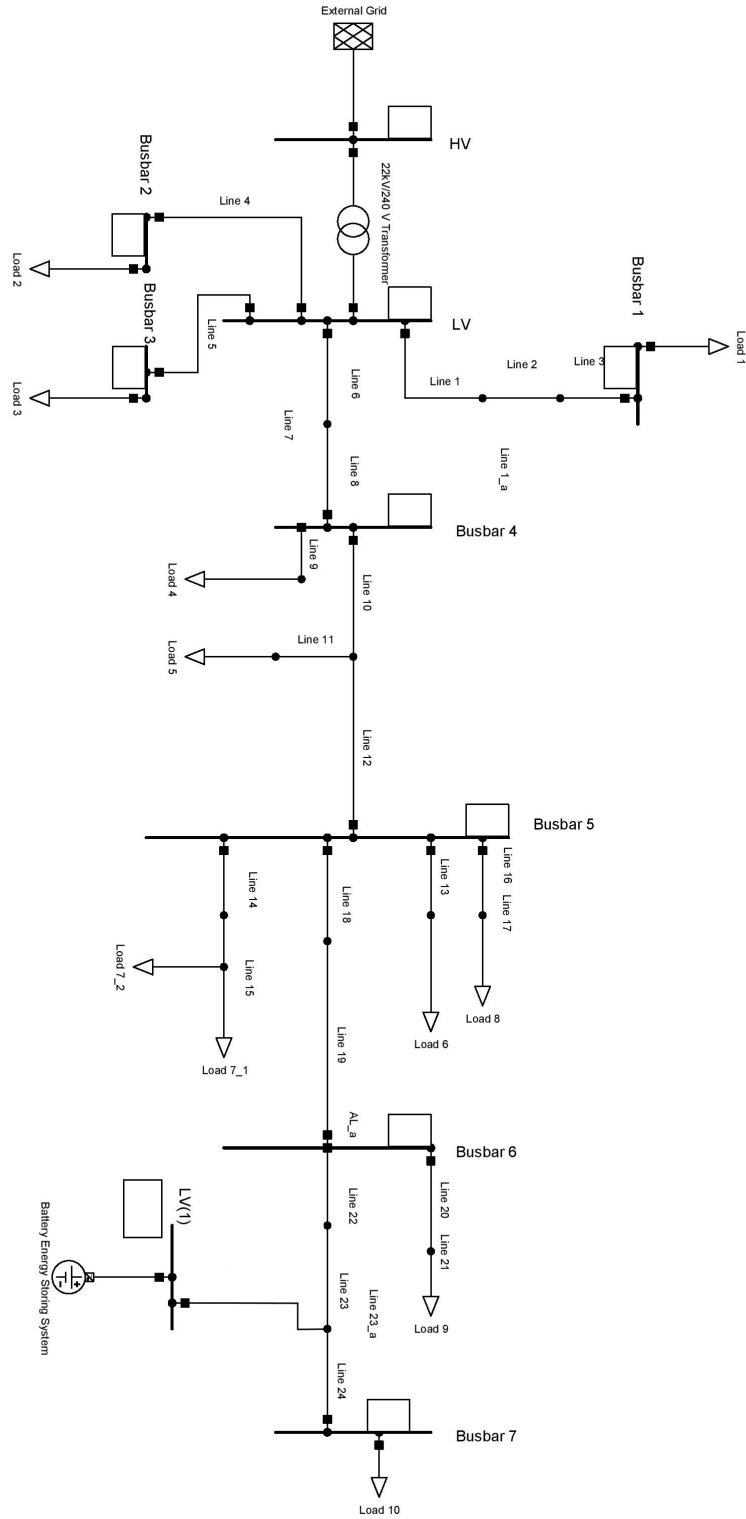
Kunde 9



Kunde 10



Vedlegg B Demokrets i DIGSILENT PowerFactory



Vedlegg C DiGSILENT PowerFactory DPL kode

Initialisation

```
double pmeas;

SOC = SOCini;
pmeas = 0.;

! measured power operation area
chargeP = 0.;
if ((PFullStore <= PStartStore).or.(-PStartFeed <= -PFullFeed)) {
    chargeP = 0; ! Error
    Warn('PFullStore must be > than PStartStore and PFullFeed > than PStartFeed');
}
else if (pmeas < PStartFeed) {
    chargeP = 3;
}
else if (pmeas > PStartStore) {
    chargeP = 1;
}
else {
    chargeP = 2;
}

! energy operation area
iniSOCCoob = 0; ! Inside bounds
if (SOCmin >= SOCmax) {
    chargeE = 0; ! Error
    Warn('SOCmin must be < than SOCmax.');
```

Load Flow Equations

```
double Pgen,  
       Qgen,  
       redFac;  
  
Pmeas = Pline*orientation - Pset; ! negative=load  
  
redFac = 1.0;  
if ((chargeP = 3).and.(chargeE >= 2).and.(chargeE > 0)) {  
  if (Pmeas > -PFullFeed) {  
    redFac = 1 - ((Pmeas + PFullFeed)/(-PStartFeed + PFullFeed));  
  }  
  Pgen = Pfeed * redFac; ! discharge = GEN, feeding  
  Qgen = Qfeed * redFac; ! discharge = GEN, feeding  
}  
else if ((chargeP = 1).and.(chargeE <= 2).and.(chargeE > 0)) {  
  if (Pmeas < PFullStore) {  
    redFac = 1 - ((PFullStore - Pmeas)/(PFullStore - PStartStore));  
  }  
  Pgen = -Pstore * redFac; ! charge = LOAD, storing  
  Qgen = -Qstore * redFac; ! charge = LOAD, storing  
}  
else {  
  Pgen = 0.;  
  Qgen = 0.;  
}  
  
SetEquation(0, Pset - Pgen);  
SetEquation(1, Qset - Qgen);
```

Load Flow Control

```
Pmeas = Pline*orientation - Pset; ! negative=load

! measured power operation area
if (chargeP > 0) { ! Not initial error
  if (Pmeas < -PstartFeed) {
    chargeP = 3;
  }
  else if (Pmeas > PstartStore) {
    chargeP = 1;
  }
  else {
    chargeP = 2;
  }
}

! energy operation area
if (chargeE > 0) { ! Not initial error
  if (SOC >= SOCmax) {
    chargeE = 3;
    if ((iniSOCcob = 0).and.(SOC > SOCmax)) {
      SOC = SOCmax;
    }
  }
  else if (SOC <= SOCmin) {
    chargeE = 1;
    if ((iniSOCcob = 0).and.(SOC < SOCmin)) {
      SOC = SOCmin;
    }
  }
  else {
    chargeE = 2;
    iniSOCcob = 0; ! Inside limits now
  }
}
```

Quasi Dynamic Simulation Equations

```
SOC. = -Pset * 100. / (Eini * 3600.); ! slope of charge/discharge in %
```

Quasi Dynamic Simulation Control

```
! energy operation area
if (chargeE > 0) { ! Not initial error
  if (SOC >= SOCmax) {
    chargeE = 3;
    if ({iniSOCoob = 0}.and.{SOC > SOCmax}) {
      SOC = SOCmax;
    }
  }
  else if (SOC <= SOCmin) {
    chargeE = 1;
    if ({iniSOCoob = 0}.and.{SOC < SOCmin}) {
      SOC = SOCmin;
    }
  }
  else {
    chargeE = 2;
    iniSOCoob = 0; ! Inside limits now
  }
}
```

Vedlegg D Underlagsdata

Svingmaskin/øvrige nett

For svingmaskinen er spenning og vinkel det gjeldende.

Type	Aktiv effekt	Reaktiv Effekt	Settpunkt spenning	δ
Svingmaskin	0.409 MW	0,124 MVar	1.01 p.u.	0.99

Transformator

Merkeytelse	315 kVA
Nominell frekvens	50 Hz
Spenning høyspentside	22 kV
Spenning lavspentside	240 V
Koblingsgruppe	Yyn0
Avvik fra trinnstilling	± 4
Trinnstørrelse	2%

Last

Load 1/Kunde 1	
Tid	Aktiv effekt [kW]
00:00	4,78
01:00	4,09
02:00	4,1
03:00	4,68
04:00	4,22
05:00	4,26
06:00	6,84
07:00	7,72
08:00	7,39
09:00	4,5
10:00	4,4
11:00	4,87
12:00	7,18
13:00	5,57
14:00	5,23
15:00	4,65
16:00	3,99
17:00	5,27
18:00	4,39
19:00	4,08
20:00	4,75
21:00	4,01
22:00	4,61
23:00	4,18

Load 2/Kunde 2	
Tid	Aktiv effekt [kW]
00:00	79
01:00	80,4
02:00	85
03:00	93,8
04:00	98,2
05:00	119,6
06:00	117,6
07:00	121,4
08:00	119,4
09:00	118,8
10:00	118,8
11:00	117,6
12:00	100
13:00	108,2
14:00	114,2
15:00	104,8
16:00	100
17:00	99
18:00	110,8
19:00	116,8
20:00	111,2
21:00	106,2
22:00	73,6
23:00	72,6

Load 3/Kunde 3	
Tid	Aktiv effekt [kW]
00:00	68,8
01:00	67,6
02:00	70,4
03:00	74,4
04:00	87,6
05:00	120,7
06:00	107,8
07:00	97
08:00	83,7
09:00	77,4
10:00	90,2
11:00	86,8
12:00	63,9
13:00	75,2
14:00	81,3
15:00	70,2
16:00	74
17:00	82,7
18:00	67,3
19:00	79,8
20:00	85,4
21:00	69,3
22:00	63,6
23:00	59,5

Load 4/Kunde 4	
Tid	Aktiv effekt [kW]
00:00	6,61
01:00	7,49
02:00	6,46
03:00	6,7
04:00	6,65
05:00	7,15
06:00	8,08
07:00	7,14
08:00	6,03
09:00	6,44
10:00	7,22
11:00	5,75
12:00	5,33
13:00	5,37
14:00	5,43
15:00	4,88
16:00	5,3
17:00	5,71
18:00	6,63
19:00	6,45
20:00	5,63
21:00	6,21
22:00	6,38
23:00	7,25

Load 5/Kunde 5	
Tid	Aktiv effekt [kW]
00:00	10,92
01:00	14,48
02:00	12,2
03:00	15,28
04:00	12,12
05:00	18,16
06:00	23,52
07:00	24,12
08:00	24,16
09:00	24
10:00	22,76
11:00	23,08
12:00	23,84
13:00	19,84
14:00	8,8
15:00	7,56
16:00	7,64
17:00	10,44
18:00	12,56
19:00	11,24
20:00	12,76
21:00	9,48
22:00	13,16
23:00	14,04

Load 6/Kunde 6	
Tid	Aktiv effekt [kW]
00:00	4,58
01:00	4,85
02:00	5,35
03:00	4,93
04:00	4,61
05:00	5,05
06:00	5,93
07:00	5,64
08:00	5,47
09:00	5,15
10:00	3,48
11:00	3,63
12:00	4,23
13:00	4,33
14:00	1,51
15:00	2,36
16:00	3
17:00	3,38
18:00	4,8
19:00	4,16
20:00	4,27
21:00	4,11
22:00	4,61
23:00	4,43

Load 7.1/Kunde 7.1	
Tid	Aktiv effekt [kW]
00:00	2,78
01:00	3,95
02:00	5,36
03:00	8,11
04:00	11,1
05:00	9,97
06:00	9,6
07:00	8,63
08:00	4,39
09:00	2,62
10:00	3,59
11:00	3,46
12:00	2,59
13:00	2,3
14:00	10,57
15:00	8,69
16:00	7
17:00	7,51
18:00	5,16
19:00	5,14
20:00	5,44
21:00	3,67
22:00	1,11
23:00	0,77

Load 7.2/Kunde 7.2	
Tid	Aktiv effekt [kW]
00:00	4,73
01:00	1,81
02:00	4,28
03:00	4,13
04:00	7,88
05:00	6,42
06:00	6,76
07:00	10,8
08:00	8,13
09:00	7,08
10:00	5,7
11:00	3,62
12:00	7,4
13:00	6,44
14:00	7,8
15:00	6,22
16:00	8,64
17:00	8,36
18:00	6,11
19:00	4,62
20:00	6,37
21:00	4,76
22:00	2,63
23:00	4,01

Load 8/Kunde 8	
Tid	Aktiv effekt [kW]
00:00	8,96
01:00	11,44
02:00	11,6
03:00	11,56
04:00	9,16
05:00	8,92
06:00	10,84
07:00	10,64
08:00	11
09:00	9,2
10:00	8,4
11:00	9,88
12:00	10,64
13:00	10,2
14:00	7,72
15:00	8,24
16:00	10,2
17:00	10,84
18:00	9,88
19:00	8,32
20:00	9,56
21:00	11
22:00	11,4
23:00	8,12

Load 9/Kunde 9	
Tid	Aktiv effekt [kW]
00:00	3,212
01:00	3,096
02:00	3,032
03:00	3,98
04:00	3,8
05:00	2,964
06:00	3,024
07:00	2,852
08:00	3,032
09:00	4
10:00	3,656
11:00	3,012
12:00	2,992
13:00	3,208
14:00	3,476
15:00	2,496
16:00	3,98
17:00	3,88
18:00	3,888
19:00	3,556
20:00	2,312
21:00	2,188
22:00	2,364
23:00	2,336

Load 10/Kunde 10	
Tid	Aktiv effekt [kW]
00:00	4,42
01:00	4,31
02:00	4,43
03:00	4,27
04:00	5,22
05:00	4,71
06:00	5,95
07:00	4,62
08:00	3,99
09:00	4,08
10:00	4,72
11:00	4,18
12:00	4,29
13:00	4,85
14:00	4,44
15:00	5,34
16:00	4,43
17:00	4,68
18:00	4,97
19:00	4,42
20:00	4,49
21:00	4,58
22:00	4,23
23:00	4,35

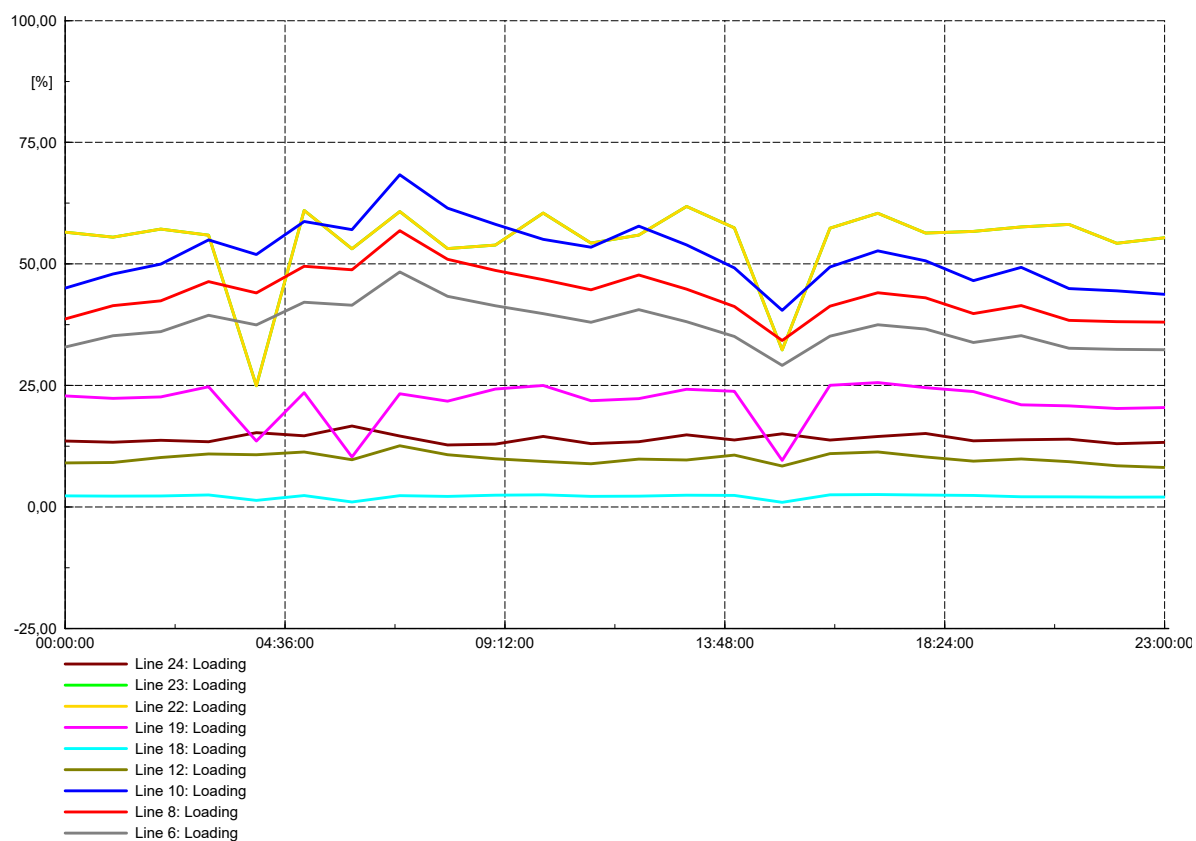
Load/kunde	Reaktiv effekt [kVAr]
1	2,23
2	36,8
3	31
4	3,98
5	2,75
6	2,5
7.1	5,7
7.2	5,7
8	4
9	1,42
10	2,23

Vedlegg E Linjebelastninger

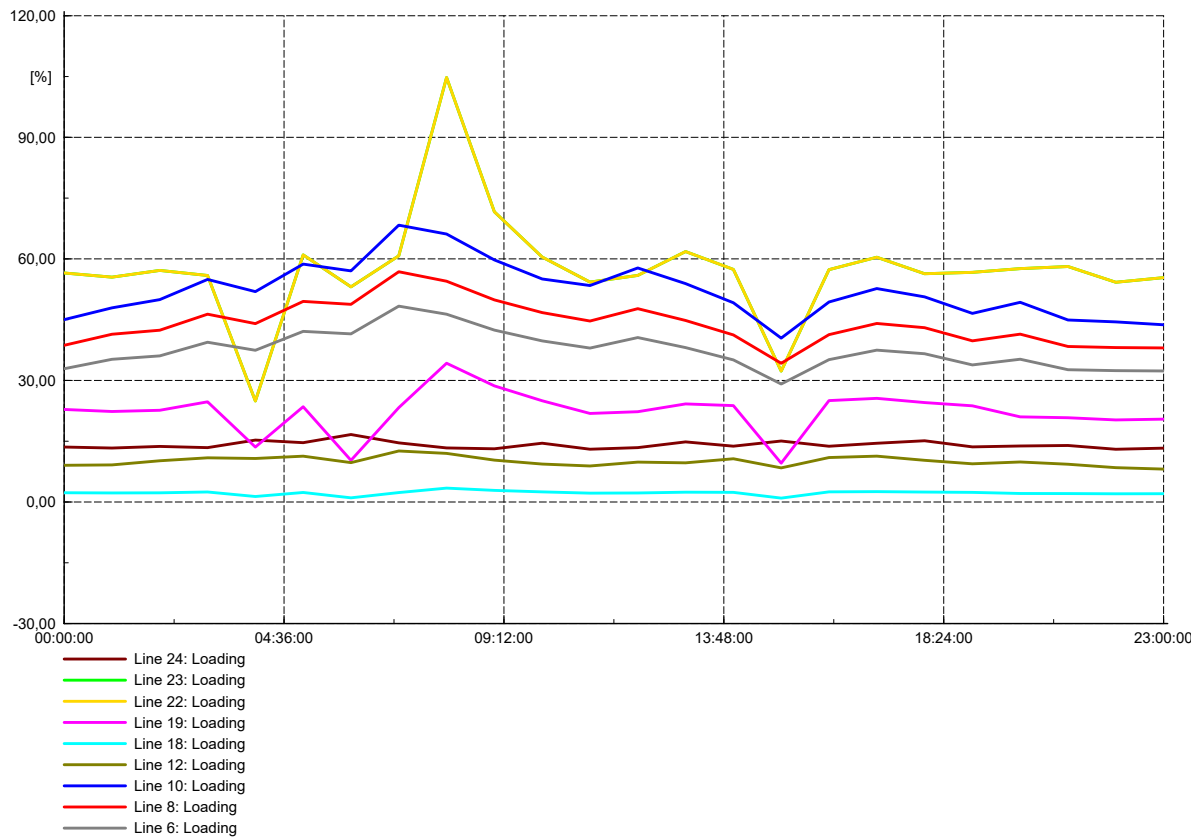
I dette vedlegget presenteres linjebelastningene over hele døgnet. I resultatdelen ble kun den maksimale linjebelastningen vist. Det vil av den grunn presenteres linjebelastninger over hele døgnet for case 1.

Case 1.1

Når batteriet ikke lader, vil det ikke påføres ekstra belastning på linjene. Figuren nedenfor viser altså batteriets påvirkning på linjene når det ikke lader. De tilfellene batteriet forsyner nettet med effekt, vises med de plutselige nedgangene i linjene. "Line 22" og "Line 23" har akkurat samme linjebelastning. Derfor vises kun "Line 22" i kurverepresentasjonen.

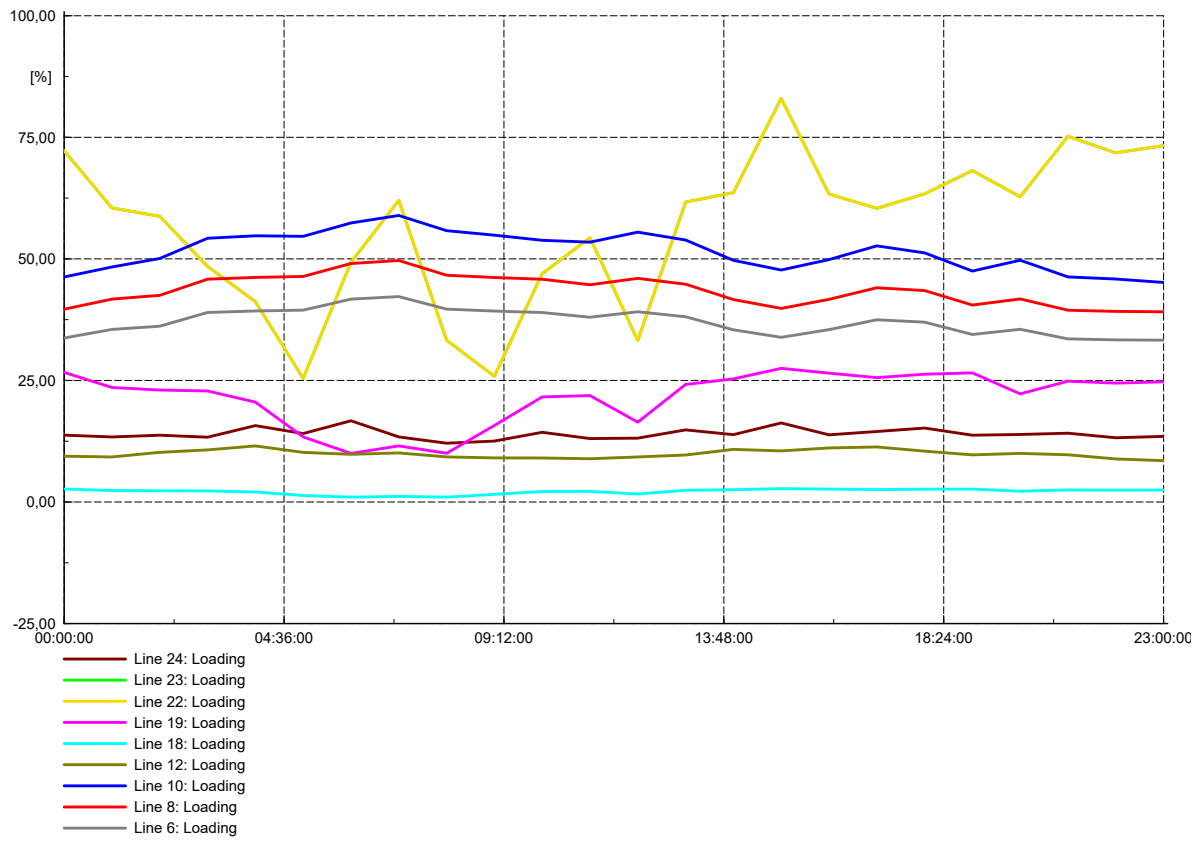


Kurvene nedenfor viser linjebelastningen over det gjeldende døgnet når batteriet også lader. Dette vises igjen på "toppen" som oppstår for "Line 22" og "Line 23".



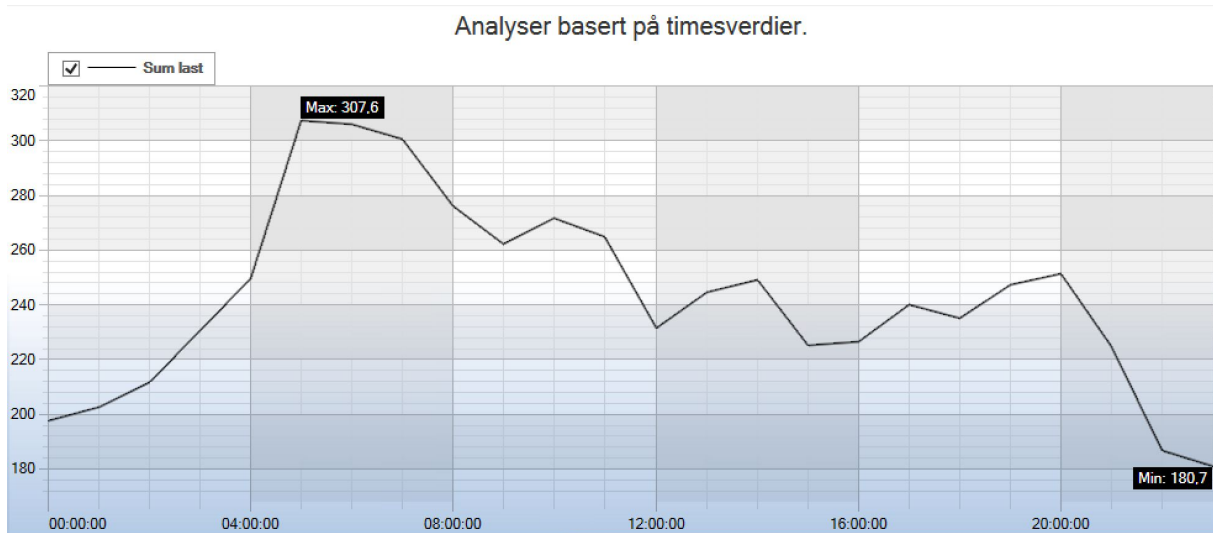
Case 1.2

Nå når batteriet lader og utlader med større hyppighet, vil belastningene på linjene påvirkes deretter. Linjene vil ikke overbelastes i samme grad som følge av at ladeeffekten er redusert fra 5 til 3 kW.

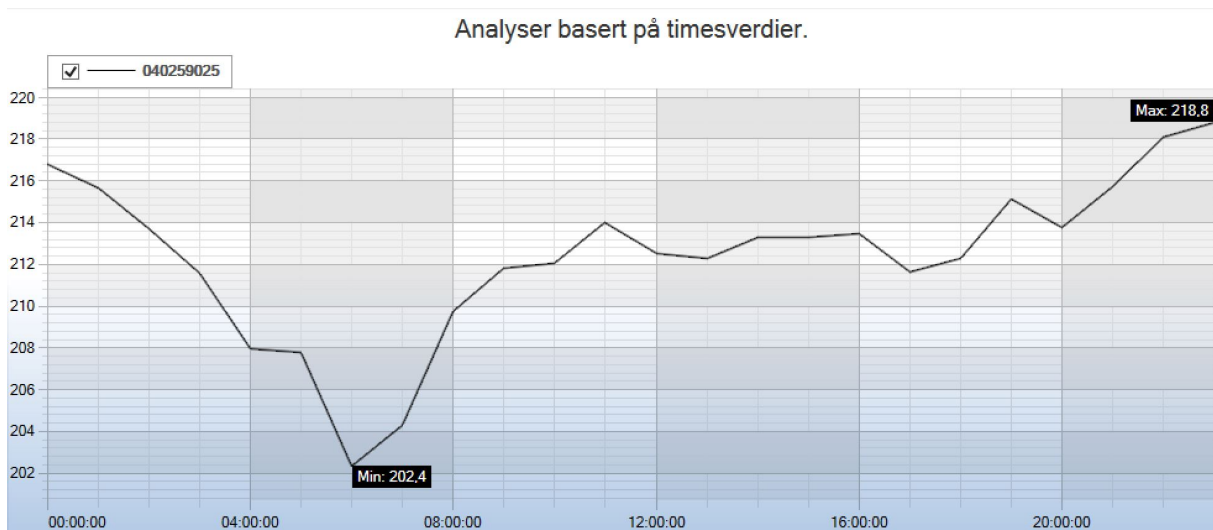


Vedlegg F Last og spenning i NetBas

Lastvariasjon 27. februar 2020



Spenning for kunde 10 (Load 9)



Spenning i fordelingstransformator



Vedlegg G Prosjektrapport



NTNU

Kunnskap for en bedre verden

Sofia Jøssang Kerchaoui, Sofie Morud Vågen

Digital tvilling for storskala demonstrasjonsprosjekt vedrørende intelligente distribusjonsnett

Fordypningsprosjekt i Energi og Miljø

Veileder: Kjell Sand

Forord

Denne prosjektoppgaven er utarbeidet som et forberedende arbeid til masteroppgaven våren 2021, ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU), ved institutt for elkraftteknikk. Prosjektoppgaven er utført som en del av IDE-prosjektet, som er et samarbeid mellom NTNU, syv nettselskaper, Epos Consulting og Smartgridsenteret.

Vi ønsker å rette en stor takk til veilederen vår, Kjell Sand, for gode råd og oppmuntrende ord gjennom hele semesteret. Videre vil vi takke Christopher i Elvia for hjelp og tilgang til AMS-data. En takk rettes også til blant andre Anders, Ingrid, Eirik og Alf i Elvia for at dere har vært tilgjengelige for å hjelpe oss når det har vært behov.

Sammendrag

Denne prosjektoppgaven er et studie av hvordan Powels nettinformasjonssystem NetBas kan brukes for å utvikle digitale tvillinger i distribusjonsnett.

Hovedformålet med oppgaven har vært å utarbeide en metodikk for etablering av en digital tvilling i NetBas. Den etablerte metodikken ble bestående av syv ulike faser, hvorav to av fasene er iterative prosesser.

Metodikken har blitt testet på en demokrets, der formålet har vært å identifisere brudd på Forskrift om Leveringskvalitet. Demokretsen besto av ti sluttbrukere, hvor flerparten var fordelt over en 695 meter lang radial. Reelle lastdata utskrevet fra AMS-målerene i kretsen ble implementert i NetBas-modellen.

Spenningsverdiene i simuleringene ble tilfredsstillende i henhold til gjennomsnittet av de målte fasespenningene. Noen avvik kan allikevel medregnes, som følge av at NetBas simulerer en per-fase-ekvivalent lastflyt. Likevel, er det behov for å finne den laveste spenningen blant fase L1, L2 og L3. Derfor ble det gjennom testing og undersøkelser utviklet en sammenheng mellom usymmetrien og differansen til dårligste målte linjespenning i demokretsen, samt en generell sammenheng for andre kretser. Dette ble gjort ved regresjonsanalyser og Monte Carlo-simulering. Regresjonsanalysene hadde høye bestemmelseskoefisienter R^2 , som viste god pålitelighet for de lineære funksjonene.

Etter analyse og korreksjon av usymmetri, måtte avviket fra modellen og den målte AMS-spenningen for den dårligste fasen fastsettes for demo-caset. Dette ble gjort for time 17, da spenningen var lavest. Med den generelle korreksjonsfaktoren, oppstod et avvik på 1.5% for kunden ytterst på radialen, mens den spesifikke korreksjonsfaktoren for demo-caset ga et avvik på 1%. Begge korreksjonsmetodene ga en betydelig forbedring av NetBas-spenningen med hensyn på identifisering av lave spenningsverdier.

Et estimat av maksimalt, 1-minutts spenningsfall for en time finnes ved å skalere timesverdiene med 11.2 %. Dette gir et maksimalt utslag på 3.4 V, og indikerer dermed at timesverdier under 210.4 V bryter med FoL.

På bakgrunn av dette, konkluderes det med at modellen gir tilfredsstillende resultater etter justering og korreksjon av usymmetri av den simulerte NetBas-spenningen. Likevel, vil den digitale tvillingen få større nytteverdi dersom det etterhvert blir muligheter for å gjennomføre en 3-fase lastflytanalyse.

Innholdsfortegnelse

Forord	i
Sammedrag	ii
Terminologi	vi
Figurliste	viii
Tabelliste	xi
1 Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Formål og problembeskrivelse	1
1.3 Avgrensninger	1
1.4 Rapportens oppbygging	2
2 IDE-prosjektet	3
2.1 Virtuelt nettselskap som logisk sammenkobling	3
2.2 Demonstratorene i IDE-prosjektet	4
2.2.1 Automatisk spenningsregulering for fordelingstransformatorer (AP3.1)	4
2.2.2 Nettbatterier, fjernstyrte effektbrytere og styringssystem (AP3.2)	4
2.2.3 Nettbatterier og bilaterale avtaler for forbrukerfleksibilitet (AP3.3)	5
2.2.4 Avansert løsning for selvhelende nett (AP3.4)	5
3 Digital tvilling	6
3.1 Definisjon, muligheter og bruksområder	6
3.2 Digitale tvillinger for distribusjonsnett	7
3.3 Smarte nett	9
3.3.1 Automatiske måling- og styresystemer (AMS)	10
3.3.2 utfordringer knyttet til digitale tvillinger i distribusjonsnett	12
4 Distribusjonsnett og krav til leveringskvalitet	13
4.1 Nettets struktur	13
4.2 IT-nett	14
4.2.1 Spenningsfall	14
4.2.2 Kortslutningsytelse	14
4.3 Forbruksvariasjoner over et døgn	15
4.4 Forskrift om Leveringskvalitet	16
4.4.1 Langsomme variasjoner i spenningens effektivverdi	17
4.4.2 Spenningsusymmetri	18
5 Nettbatterier	19
5.1 Litium-Ion-batterier	19
5.2 Prosjektering av nettbatterier	19

6	Metodikk for utvikling av digital tvilling	21
6.1	Simuleringsverktøy	21
6.1.1	Lastflytanalyser	21
6.2	Beskrivelse av metodikk	22
6.3	Fase 1: Etablering av forutsetninger	23
6.3.1	Fase 2: Etablering av initiell modell	23
6.3.2	Fase 3: Innhenting og implementering av AMS-data	24
6.3.3	Fase 4: Analyse og korreksjon av usymmetri	24
6.3.4	Fase 5: Testing av modell	25
6.3.5	Fase 6: Evaluering	25
6.3.6	Fase 7: Modellering av demo-komponenter	25
7	Anvendelse av metodikk på et case-område	26
7.1	Etablering av forutsetninger	26
7.2	Etablering av modell	28
7.2.1	Inndeling i tidsintervaller	28
7.2.2	Lastflytanalyse av initiell modell	28
7.3	Innhenting og implementering av AMS-data	30
7.4	Lastflytanalyse med AMS-data	32
7.4.1	Trinning av transformator	33
7.4.2	Justering av tidsstempling	33
7.4.3	Modifisering av transformatorspenning	34
7.4.4	Modifisering av impedans i ledere	35
7.5	Analyse og korreksjon av usymmetri	36
7.5.1	Identifisering av usymmetri i kretsen	36
7.5.2	Undersøkelse av spenningsfall i symmetrisk vs usymmetrisk trefasenett	37
7.5.3	Undersøkelse av énfase og trefase spenningsfall som funksjon av lengde	39
7.5.4	Sammenheng mellom avstand fra transformator og usymmetri	39
7.5.5	Korreksjonsfaktor for usymmetri	43
7.6	Testing av modell	46
7.6.1	Skalering med hensyn på 1-minutts RMS-verdier	50
7.7	Modellering av demo-komponenter	50
8	Evaluering av metodikk	52
8.1	Forutsetninger og avvik	52
8.2	Metodikkens oppbygning	53
8.3	NetBas som simuleringsverktøy for digital tvilling	53
9	Konklusjon og videre arbeid	55
	Referanseliste	57
	Vedlegg A Lastdata fra database i NetBas	2
	Vedlegg B Lastdata fra AMS	3
	Vedlegg C Spenningsdata fra AMS	4
	Vedlegg D Transformatorspenning	7
	Vedlegg E Usymmetri i demokrets	8

Vedlegg F Matlab-kode: Monte Carlo-simulering	9
Vedlegg G Korreksjon	10
Vedlegg H Beregninger av skalerte 1-minutts RMS-verdier	11

Terminologi

Alminnelig forsyning

Alminnelig forsyning omfatter elektrisitetsforsyningen til alle forbrukere i kraftnettet, med unntak av kraftkrevende industri.

C-rate

C-rate betegner hvor stor effekt batteriet lades ut med, referert til nominell kapasitet. 1C-rate er strømmens verdi ved konstant utladning av batteriet på én time. 2C-rate tilsvarer en utladning på 0,5 timer, mens 0,5C-rate betegner en utladning på 2 timer. Et batteri med nominell kapasitet på 10 kWh som skal levere 20 kW, vil lades ut med 2C strøm på en halv time. Batterileverandøren oppgir som regel maksimal C-rate for bruk.

Depth of Discharge (DoD)

Depth of Discharge (DoD) er andelen energi som er brukt i forhold til nominell kapasitet. Dersom SoC er 60 %, vil DoD være 40 %.

Energy Service Device (ESD)

Depth of Discharge (DoD) er andelen energi som er brukt i forhold til nominell kapasitet. Dersom SoC er 60 %, vil DoD være 40 %.

Hybrid analyse og modellering (HAM)

Hybrid analyse og modellering (HAM) er kombinerer av fysiske og digitale modeller.

Measuring Instruments Directive (MID)

Europeisk direktiv som gjelder måleenheter og systemer knyttet til varehandel. Direktivet skal sikre beskyttelse av forbrukere og verne deres interesser.

Redusert ordens modellering (ROM)

ROM går ut på å forenkle matematiske modeller slik at den kan uttrykkes ved en lavere orden. Dette fører ofte til økt hastighet på beregninger, på bekostning av nøyaktighet.

State of Charge (SoC)

State of Charge (SoC) er mengden tilgjengelig ladning, relativt til den nominelle kapasiteten. Med andre ord betegner det hvor mange prosent energi det er igjen på batteriet.

Forkortelser

AI Artificial Intelligence (Kunstig intelligens)

AMS Avansert måle- og styringssystem

API Application Programming Interface

AR Augmented Reality (Utvidet virkelighet)

DSO Distribution system operators

FoL Forskrift om leveringskvalitet

IoT Internet of Things

RMS-verdi Root Mean Square-verdi (Effektivverdi)

Figurliste

1	Beskrivelse og sammenheng mellom de ulike arbeidspakkene i IDE-prosjektet [1].	3
2	Seks-steps-modell for utvikling av digital tvilling [7].	8
3	Oversikt over informasjonsflyt i smarte nett.	10
4	Måling i fire kvadranter (4Q). Første og fjerde kvadrant representerer forbruk av aktiv og reaktiv effekt. Andre og tredje kvadrant representerer produsert effekt levert til nettet.	11
5	Oversikt over nettstrukturen i Norge [16].	13
6	Hovedprinsipp for IT fordelingsnett.	14
7	Grafisk fremstilling av energiforbruket i kWh/h i timesoppløsning for husholdninger [18]. De ulike fargene og stipuleringene representerer de forskjellige månedene i året.	16
8	Brudd på FoL ved 1 minutt og 10 minutt RMS [22].	17
9	Ulike måter et nettbatteri kan være lønnsomt på [26].	20
10	Illustrert spenningsprofil i en lavspent-radial uten batteri (blå) og med batteri (grønn). Batteriet er plassert i et knutepunkt så nærme kundene med spenningsutfordringer som mulig.	20
11	Flytdiagram som viser fremgangsmåten for utvikling av den digitale tvillingen i NetBas.	22
12	Lavspentkrets med ti kunder som skal analyseres.	27
13	Oversikt av NetBas-modell med linjetverrsnitt. Kundene er nummerert.	27
14	Aggregert aktiv og reaktiv last i kretsen, hentet fra databasen i NetBas.	29
15	Spenningsverdier i NetBas-modellen etter lastflytanalyse av initiell modell.	29
16	Grafisk fremstilling av aggregert aktiv og reaktiv last over et døgn hentet fra AMS-data.	31
17	AMS-verdier for spenning i hver fase og gjennomsnitt av fasene for kunde 4.	32
18	AMS-verdier for spenning i hver fase og gjennomsnitt av fasene for kunde 10.	32

19	Sammenligning av målt snittspenning (AMS) og spenning i NetBas for kunde 4.	32
20	Sammenligning av målt snittspenning (AMS) og spenning i NetBas for kunde 10.	32
21	Snittspenning fra AMS og NetBas-spenning etter justert trinnstilling på transformator for kunde 4.	33
22	Snittspenning fra AMS og NetBas-spenning etter justert trinnstilling på transformator for kunde 10.	33
23	Snittspenning fra AMS og NetBas-spenning etter justert trinnstilling på transformator og tidsforskyvning for kunde 4.	34
24	Snittspenning fra AMS og NetBas-spenning etter justert trinnstilling på transformator og tidsforskyvning for kunde 10.	34
25	Snittspenning fra AMS og NetBas-spenning etter modifisert transformatorspenning for kunde 4.	34
26	Snittspenning fra AMS og NetBas-spenning etter modifisert transformatorspenning for kunde 10.	34
27	Resultat av lastflytberegninger for kunde 4 når ledertemperatur er satt til 0 °C.	36
28	Resultat av lastflytberegninger for kunde 10 når ledertemperatur er satt til 0 °C.	36
29	Usymmetri for hvert målepunkt i kretsen målt over et døgn.	37
30	Kunde 3 i demokretsen.	38
31	Sammenligning av enfase og trefase spenningsfall.	39
32	Sammenheng mellom fysisk avstand fra transformator og usymmetri for krets 1.	41
33	Sammenheng mellom fysisk avstand fra transformator og usymmetri for krets 2.	41
34	Sammenheng mellom elektrisk avstand fra transformator og usymmetri for krets 1.	42
35	Sammenligning av regresjonslinjer for krets 1 og krets 2 hvor grad av usymmetri som funksjon av fysisk avstand fra transformator.	42
36	Sammenheng mellom grad av usymmetri og differanse mellom snitt og fase med lavest gjennomgående spenning.	43
37	Regresjonsplot av usymmetri og prosentvis differanse mellom snittspenning og dårligste fase for krets 1.	44

38	Regresjonsplot av usymmetri og prosentvis differanse mellom snittspenning og dårligste fase for krets 2.	45
39	Monte Carlo-simulering med 10 000 utfall av sammenheng mellom usymmetri og forskjell mellom snittspenning og dårligste fase.	46
40	Spenningskurver med korrigert NetBas-spenning ved bruk av beregnet usymmetri og avvik til dårligste fase.	48
41	Eksempel på modellering av nettbatteri i NetBas med last, produksjon og lastbrytere.	51
42	Plassering av kortslutningsimpedans foran transformator for å ta hensyn til stiv transformatorspenning.	54

Tabelliste

1	Prosentvis fordeling av nettstyrke i Norge.	15
2	Avstand fra fordelingstransformator per kunde.	28
3	Aggregert aktiv og reaktiv last i kWh/h og kVarh/h for kretsen ved time 1-12 i analyseperioden.	30
4	Aggregert aktiv og reaktiv last i kWh/h og kVarh/h for kretsen ved time 13-24 i analyseperioden.	30
5	Resultat av beregnet usymmetri, E_{usym} og avvik til dårligste fase, K_{avvik} , for kunde 10 i time 17.	47
6	Sammenlikning av spenning i dårligste fase for kunde 10 over et døgn. Den første kolonnen viser data fra AMS-målinger, den midterste viser spenningen med individuell korreksjon basert på krets 1, og den siste kolonnen viser spenningen med den generelle korreksjonsmetoden.	49
7	Spenningsverdier for time 17, skalert for dårligste 1-minutts RMS-verdi.	50

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

I takt med digitaliseringen av samfunnet, har digitaliseringen av strømmettet de siste årene også blitt et større satsingsområde. Kraftsystemet er i kontinuerlig endring, både i form av økende energieffektivitet, men også når det gjelder forbruk som setter større krav til tilgjengelig kapasitet i nettet. Integreringen av AMS-målere og annen sensorikk i strømmettet bidrar til større datamengde og informasjonsflyt, som blir viktig for den teknologiske utviklingen fremover. Sanntidstilgang på data gjør velutviklede digitale tvillinger i distribusjonsnettet mulige, som kan bli nyttig for forbedring av forsyningssikkerheten, samt gi muligheter for bedre energieffektivisering.

I sammenheng med den digitale utviklingen av kraftsystemet, har det blitt etablert et storskala demonstrasjonsprosjekt som fokuserer på intelligent distribusjon av elektrisitet i strømmettet. I prosjektet, som er delfinansiert av Enova, skal syv nettselskaper tilsammen demonstrere, verifisere og estimere nytteverdi av nye digitale løsninger og teknologier i distribusjonsnettet.

1.2 Formål og problembeskrivelse

Målet med dette prosjektet er å utvikle en metodikk for etablering av en digital tvilling som kan brukes på demonstratorene i IDE-prosjektet. Tvillingen skal muliggjøre tilsvarende digitale analyser som de man kan utføre på de fysiske demokretsene. Det vil i denne sammenheng innebære et krav om at tvillingen er nøyaktig nok til å identifisere langsomme underspenninger. Nettinformasjonssystemet NetBas vil bli brukt for å utvikle den digitale tvillingen. I tillegg, er det ønskelig å teste metodikken på et case for å vise hvordan metodikken kan brukes på IDE-demonstratorene.

Prosjektoppgaven vil inngå som en del av arbeidet som skal bidra til å sammenkoble de fire demonstratorene til et virtuelt nettselskap, bestående av digitale tvillinger.

1.3 Avgrensninger

I oppgaven er det valgt å ta utgangspunkt i demonstratoren til Elvia Nord (tidligere Eidsiva), som blant annet tar for seg batterier i distribusjonsnettet. Andre avgrensninger for oppgaven blir som følger:

- NetBas vil bli benyttet som simuleringsverktøy for lastflytanalyser.

- Forslag til modellering av nettbatteri i NetBas vil bli presentert, men ikke inkludert i simuleringer.
- Metodikken vil ta utgangspunkt i utvikling av digitale tvillinger for det lavspente distribusjonsnett.
- Utvikling av den digitale tvillingen forutsetter at det er tilgang på AMS-data.

1.4 Rapportens oppbygging

Rapporten består av 9 kapitler, hvor kapittel 2 - 5 fokuserer på det teoretiske grunnlaget for prosjektet. Kapittel 2 trekker frem og forklarer IDE-prosjektet, som er grunnlaget for etablering av dette forprosjektet. I kapittel 3 går en nærmere inn på digitale tvillinger, både generelt, men også spesifikt for distribusjonsnett. Her forklares formål og virkemåte, men også hvilke utfordringer som kan oppstå på veien. Kapittel 4 fokuserer på generell forklaring og spesifiserte krav i distribusjonsnett som må tas høyde for under arbeidet i dette prosjektet. Siden nettbatterier er en sentral del når det gjelder utvikling og målsetning for den digitale tvillingen i test-caset, vil nettbatteri bli omtalt i kapittel 5.

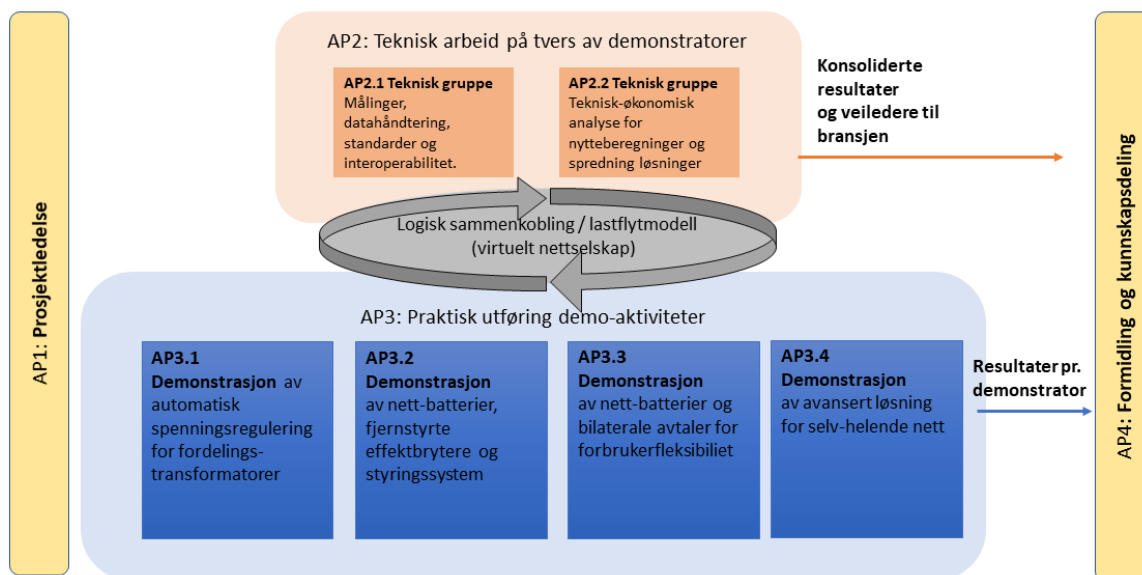
I kapittel 6, starter utarbeidelsen av en generell metodikk som et forslag for å utvikle en digital tvilling i det lavspente distribusjonsnett. Her presenteres et flytskjema som en metodisk fremgangsmåte for gjennomføringen. Fremgangsmåten er delt inn i ulike faser, som videre forklares i samme kapittel.

I tillegg til at metodikken testes på et gitt case-område i kapittel 7, blir det også lagt fokus på utvikling av en fellesfaktor for justering av spenning etter usymmetri. Målet er at fellesfaktoren skal kunne anvendes på andre, tilsvarende, kretser.

Etter metodikken er testet på et case-område, drøftes og evalueres metodikken i kapittel 8. I dette kapittelet tas det også opp hvorvidt NetBas er egnet som simuleringsverktøy for slike digitale tvillinger. Videre, konkluderer kapittel 9 med om målsetningen for prosjektet er oppnådd, samt forslag til videre arbeid.

2 IDE-prosjektet

Prosjektet "Intelligent distribusjon av elektrisitet" (IDE) er et storskala demonstrasjonsprosjekt der syv norske nettselskaper samt Epos Consulting, NTNU og Smartgridsenteret deltar. Gjennom fire arbeidspakker demonstreres implementering av ny teknologi i distribusjonsnettet, og nytteverdi av oppskalering skal estimeres. Det er en arbeidspakke for prosjektledelse, en for de fire praktiske demonstratorene, en for teknisk arbeid og en for kunnskapsdeling. Figur 1 viser en oversikt over de ulike arbeidspakkene og hvordan de henger sammen.



Figur 1: Beskrivelse og sammenheng mellom de ulike arbeidspakkene i IDE-prosjektet [1].

De fire demonstratorene er fordelt på tre nettselskaper, der hver demonstrator testes ut på noen utvalgte analyseekretser. Elvia har ansvar for AP3.1 og AP3.3, Tensio for AP3.2, og BKK er tildelt AP3.4. De to tekniske gruppene i AP2 arbeider på tvers av de fire demonstratorene, der et av målene er å skape en logisk sammenkobling mellom dem. En slik kobling kan fremstilles ved hjelp av en felles lastflytmodell som kobler demonstratorene sammen til et virtuelt nettselskap.

2.1 Virtuelt nettselskap som logisk sammenkobling

Alle demonstratorene tar i bruk nye digitale løsninger og teknologi for å prøve å løse problemer knyttet til leveringskvalitet og forsyningssikkerhet i nettet. Det er derfor ønskelig å lage en logisk sammenkobling, der de ulike løsningene kan sammenliknes på et felles bruksområde. Da kan de integrerte virkningene og nytteverdiene studeres. I den forbindelse, skal lastflytmodeller av demonstratorene kobles sammen til et virtuelt nettselskap i NetBas.

For å kunne vurdere nytte og virkninger av de ulike løsningene på best mulig måte, må lastflytmodellene modellere virkeligheten så nøyaktig som mulig. En lastflytmodell som kan simulere virkelige fenomen i nettet ved hjelp av reell nettdata vil da tilsvare en digital tvilling. Det virtuelle nettselskapet består dermed av fire sammenkoblede digitale tvillinger med et felles bruksområde.

2.2 Demonstratorene i IDE-prosjektet

Bakgrunn, formål og nyttevirkninger for de fire demonstratorene beskrives nærmere i delkapitlene nedenfor. Informasjonen er hentet fra vedlegg 4.1 i prosjektplanen til IDE-prosjektet [2].

2.2.1 Automatisk spenningsregulering for fordelingstransformatorer (AP3.1)

Elvia Sør (tidligere Hafslund Nett) har ansvar for testing og gjennomføring av demonstrasjon av automatisk spenningsregulering for fordelingstransformatorer. Bakgrunnen er at det er et stort omfang av svake distribusjonsnett der det med jevne mellomrom er behov for trinning av transformatoren for å regulere spenningen. Slik trinning må gjøres manuelt av montører dersom det er betydelige spenningsproblemer. Det medfører blant annet avbrudd for kundene, kostnader for nettselskapet, og tidkrevende arbeid.

Automatisk spenningsregulering av transformatorer krever informasjon om sanntidsdata i lavspenningsnett, vanligvis fra sekundærsiden av transformator. Demonstrasjonen tester i tillegg ut bruk av AMS-data fra kunder som beslutningsgrunnlag for automatisk trinning. Målet er at demonstrasjonen skal bidra til å estimere kvantifisert nytteverdi av automatisk trinnkobler sammenliknet med ulike tradisjonelle alternativer til utbedring.

2.2.2 Nettbatterier, fjernstyrte effektbrytere og styringssystem (AP3.2)

Tensio skal demonstrere optimal driftsstrategi for nett-tilknyttede batterier, effektbrytere og styringssystem. I likhet med den første demonstratoren, er bakgrunnen at det er et behov for å utbedre leveringskvalitetsproblematikk i svake nett. Dette gjelder særlig problemer med spenningsvariasjoner som bryter FoL, lav kortslutningsytelse, høy grad av usymmetri og avbrudd.

Demonstrasjonen vil danne et erfaringsgrunnlag for bruk av nettbatterier som alternativ til reinvestering, samt prosjektering og drift av tilhørende styringssystem. Fjernstyrte effektbrytere vil potensielt gjøre det mulig å drifte nettbatterier under kortvarige avbrudd.

2.2.3 Nettbatterier og bilaterale avtaler for forbrukerfleksibilitet (AP3.3)

Nettbatterier og bilaterale avtaler for forbrukerfleksibilitet testes ut av Elvia Nord (tidligere Eidsiva Nett). Undersøkelsen "Kartlegging av framtidig fleksibilitetsbehov og –potensiale i Eidsivas nettområde" (KAFFI), gjort av Thema Consulting i 2018, viser at høyt spenningsfall, og overlast på transformator og ledere er antatt å være de største fremtidige utfordringene i tidligere Eidsivas lavspent distribusjonsnett [3]. Det antas samtidig at nettbatterier og løsninger for forbrukerfleksibilitet vil kunne være et reelt alternativ til reinvestering for disse problemene.

Batteriene vil bidra med spenningsregulering i form av tilført effekt når spenningen synker under et gitt nivå i lavspentnettet. I tillegg inngås avtaler med abonnenter om regulering av varmtvannsberedere, for mulighet til å utnytte lokal fleksibilitet i perioder med spenningsproblemer. Målet er å skaffe erfaringer med bruk av slike tekniske løsninger og avtaleverk, og estimere den økonomiske nytten sammenliknet med estimeringene i KAFFI.

I denne rapporten vil det tas utgangspunkt i Elvia Nords demonstrasjon av nettbatterier ved utvikling og testing av en metodikk for digitale tvillinger. Siden batteriets formål i nettet er å forhindre langsomme underspenninger, er det et krav at tvillingen skal kunne identifisere dette så godt som mulig. I følge Forskrift om Leveringskvalitet i kraftnettet, innebærer dette å identifisere linjespenninger, som over et gjennomsnitt på ett minutt, måles til å være under 207 V.

2.2.4 Avansert løsning for selvhelende nett (AP3.4)

BKK skal demonstrere avanserte løsninger for at høyspent distribusjonsnett skal være selvhelende etter avbrudd. Bakgrunnen er tre utviklingstendenser som gjør at dagens håndtering av avbrudd potensielt vil få økende konsekvenser fremover. Dette gjelder konsekvenser knyttet til utkobling av den økende andelen distribuert produksjon ved avbrudd, en generelt økende avhengighet av elektrisitet i samfunnet, og et ønske om å redusere nettap.

Mens dagens løsning innebærer manuell eller fjernstyrt styring av brytere, vil et selvhelende nett ta i bruk avansert sensorikk og kommunikasjonsteknologi. Dette kan bidra til å isolere feilstedet og redusere samlet utkoblingstid.

3 Digital tvilling

Det er utført et litteraturstudie av digitale tvillinger for å undersøke generelle muligheter og begrensninger som må tas hensyn til ved utvikling av en metodikk for en digital tvilling i forbindelse med IDE-prosjektet. Dette er gjort ved å først ta for seg definisjonen av begrepet "digital tvilling". Videre går en nærmere inn på digitale tvillinger for distribusjonsnett, samt hvilken rolle smarte nett og automatiske måling-og styringssystemer spiller for utviklingen av slike digitale tvillinger.

3.1 Definisjon, muligheter og bruksområder

Grunnkonseptet til digitale tvillinger har eksistert siden 2002 [4], men har blitt mer aktuelt de siste årene som følge av utviklingen og fremveksten av IoT-teknologien, AR, AI og maskinlæring.

"Digital Tvilling (DT) er definert som en virtuell representasjon av en fysisk virkelighet gjort mulig gjennom data og simulatorer for sanntidsberegninger, optimalisering, overvåking, kontroll og forbedret beslutningsstøtte." [5]

En digital tvilling fungerer dermed som en digital kopi av fysiske elementer, prosesser og systemer. Dette kan innebære alt fra planlegging og design, til konstruksjon og driftsopplysninger. I en artikkel publisert av Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) [5], utheves følgende muligheter for verdiskapning vedrørende digitale tvillinger:

1. **Ekstern overvåking og kontroll i sanntid** i form av tilgang til tilstandsinformasjon fra andre steder enn den fysiske lokasjonen.
2. **Bedre sikkerhet og effektivitet** gjennom tilgang på god tilstandsinformasjon.
3. **Predikativt vedlikehold og planlegging** gjennom strukturell analyse av nåværende- og historiske data. Det åpnes muligheter for at feil i systemet kan identifiseres før det inntreffer.
4. **Scenario- og risikovurdering** gjennom studie av den virtuelle modellens respons ved uttesting av scenariobaserte caser.
5. **Bedre synergi og samarbeid mellom team** gjennom tidsbesparelser og økt tilgjengelighet av informasjon. Team kan bruke mer tid til forbedring av synergi og samarbeid, som kan resultere i økt produktivitet.
6. **Mer effektivt og informert beslutningsstøttesystem** gjennom tilgang på større mengder kvantitative data og mer avanserte analysesystemer.

7. **Personalisering av produkter og tjenester** gjennom bedre muligheter for tilpasning av interessenters behov.
8. **Bedre dokumentasjon og kommunikasjon** gjennom økt tilgjengelighet av informasjon i sanntid. Automatisert rapportering vil også bidra til bedre innsyn i prosessen for interessenter.

Den nye teknologien fokuserer på mulighetene til å gi bedre kunnskap om fysiske prosesser i sin helhet, og hvordan de henger sammen. Dette kan igjen gi muligheter for utvikling av predikative tvillinger sammen med bruk av maskinlæring. For at predikative tvillinger skal utvikles, er det likevel en del utfordringer som må løses før prosessen kan iverksettes. SINTEF adresserer følgende utfordringer i [6]:

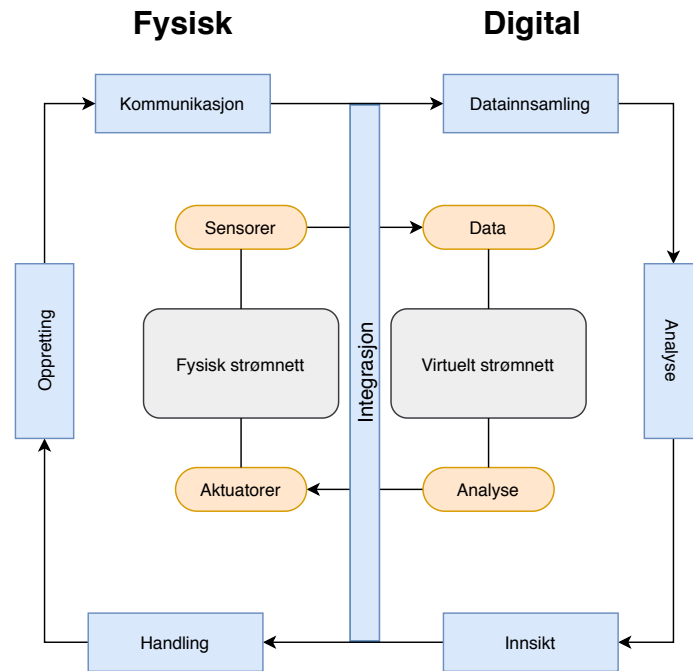
- Overføring av den fysiske realismen som ligger i analyseverktøyene brukt i prosjekteringsfasen til analyseverktøy som brukes i drifts- og operasjonsfasen ved hjelp av redusert ordens modellering (ROM).
- Kombinere fysiske modeller og datadrevne modeller, dvs. hybrid analyse og modellering (HAM), for å åpne nye muligheter for å gjøre sanntidssimuleringer som muliggjør mer realistisk kobling av den virkelige og virtuelle verdenen.

Ulike industrier som kan få god nytteverdi av digitale tvillinger inkluderer blant annet helsesektoren, meteorologiske institutt, produksjons- og prosessteknologi, utdanningssektoren og energisektoren [5].

3.2 Digitale tvillinger for distribusjonsnettet

De siste årene har teknologien blitt svært aktuell for flere typer industrier; deriblant kraftsektoren. Dersom virtuelle modeller blir etablert på grunnlag av informasjon fra kilder som sensor- og tilstandsdata, og dokumentasjon av ulike systemer, kan dette bidra til å skape stor nytteverdi og gevinst for sektoren. Det kan bety at eksempelvis kraftselskaper kan drifte en så nøyaktig modell at feil og avbrudd kan forutses før feilen inntreffer. Som følge av dette, kan kraftselskapene oppnå større økonomiske besparelser i form av avbruddskostnader og vedlikehold gjennom bedre oversikt over utfordringer som oppstår i sammenheng med kraftforsyningen. I tillegg kan en digital tvilling bidra til forbedring av forsyningssikkerheten gjennom tilgang på tilstandsdata, og gi muligheter for effektivisering av energiforbruk gjennom for eksempel overvåking og kontroll i sanntid. En slik digital løsning kan også være verdifull for kartlegging av fremtidig tilgjengelig fleksibilitet i strømmettet.

Figur 2 viser et diagram over den fysiske- og digitale delen av hvordan en digital tvilling kan fremstilles. Diagrammet består av en indre og ytre sløyfe, hvor den indre sløyfen representerer fysiske aspekter/mål og den ytre sløyfen representerer en seks-steps-prosedyre for å utvikle en digital tvilling for distribusjonsnettet [7].



Figur 2: Seks-steps-modell for utvikling av digital tvilling [7].

Indre sløyfe:

Sensorer: Samler inn data som integreres inn i det virtuelle strømnettet.

Data: Mottar data fra sensorer i det fysiske strømnettet.

Analyse: Data som er overført til det virtuelle strømnettet analyseres.

Aktuatorer: Analyserte data mottas fra det virtuelle strømnettet. Aktuatorer gjennomfører mekaniske bevegelser ved hjelp av styresignaler mottatt fra det virtuelle strømnettet. Et eksempel kan være aktuatorer for effektbrytere.

Ytre sløyfe:

Oppretting: I denne prosedyren utføres måling av et fysisk mål. Målingen består av to kategorier: Operasjonell måling og miljømåling. I operasjonell måling utføres fysisk måling av for eksempel spenning, strøm, frekvens. Ved miljømåling overføres temperaturen til det fysiske målet og omgivelsestemperatur til digitale signaler.

Kommunikasjon: Kommunikasjonsprosedyren er en essensiell del av utviklingen, for sømløs integrasjon for dataoverføring mellom fysiske og digitale plattformer.

Datainnsamling: Prosessering av data er utført ved aggregering av informasjonen i sanntid eller skyløsninger.

Analyse: Data samlet inn og aggregert blir brukt til å analysere og visualisere av den fysiske enheten (distribusjonsnettet).

Innsikt: Den analyserte dataen blir prosessert og synlig for brukeren for visualisering og identifisering av ulikheter mellom fysisk og virtuell modell.

Handling: Innsikten definerer hvilken intelligent handling som skal utføres for det fysiske målet.

Den fysiske- og digitale representasjonen bør være god nok til å kunne gjengi korrekte tilstandsdata. Det finnes mange komponenter i en enorm infrastruktur når det gjelder overføring og distribusjon av energi over nettet i Norge. Norge har i tillegg et svært omfattende landskap det må tas høyde for. Bare i Norge består det nåværende strømmettet av 1753 produksjonsenheter, som har en samlet installert effekt på ca 37 104 MW. I et normalår vil enhetene produsere rundt 151 TWh [8]. Når det gjelder vedlikehold, er manuell håndtering av en så stor mengde produksjonsenheter krevende og skaper utfordringer i form av strømbrudd, ineffektiv drift, og noen ganger svikt i utstyret, som følge av utilstrekkelig styring.

3.3 Smarte nett

En digital tvilling for et distribusjonsnett må ta i bruk reelle tilstandsdata. Det er derfor nødvendig at egnet sensorikk og eventuell kommunikasjonsteknologi allerede er implementert i det aktuelle nettet slik at nødvendige tilstandsdata er tilgjengelig.

Det finnes mange ulike definisjoner, men NEK definerer smarte nett på følgende måte:

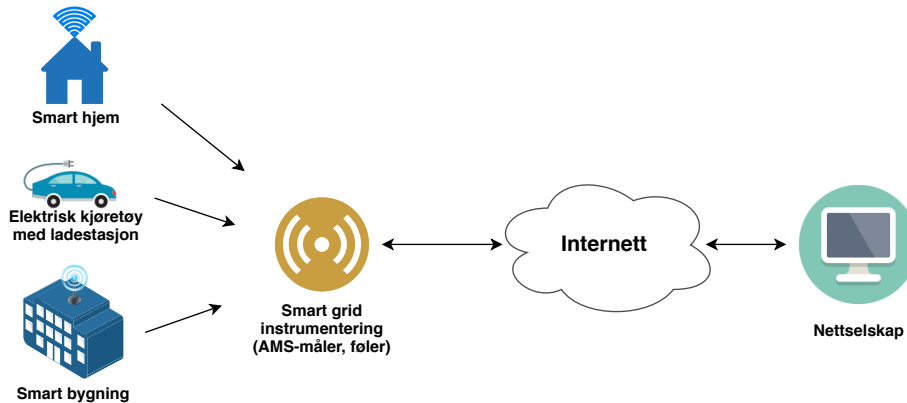
"Smarte nett er et strømforsyningsnett som bruker datateknologi til automatisk å samle inn og agere basert på informasjon om adferd til produsenter og konsumenter." [9]

Hovedkomponentene i smarte nett er i følge U.S. Department of Energy Office of Electricity Delivery and Energy Reliability [10]:

- Kraftgeneratorer
- Nettstasjoner
- Overførings- og distribusjonslinjer
- Styreenheter
- Smartmålere
- Samleskinner
- Kontrollsentre for overføring og distribusjon

Smarte nett bruker sensorer og digital kommunikasjon for å detektere og reagere på lokale endringer ute i strømmettet. En stor del av teknologien baseres idag på

automatiske måling- og styresystemer (AMS). En digital tvilling vil anvende innsamlet informasjonen fra nettet. Derfor er innsamling av AMS-data en av mange essensielle datakilder for at den digitale tvillingen skal kunne fungere best mulig. Figur 3 illustrerer hvordan eksempelvis måledata fra husholdning, ladestasjoner og industri kan bli sendt over internettet via AMS-målere.



Figur 3: Oversikt over informasjonsflyt i smarte nett.

3.3.1 Automatiske måling- og styresystemer (AMS)

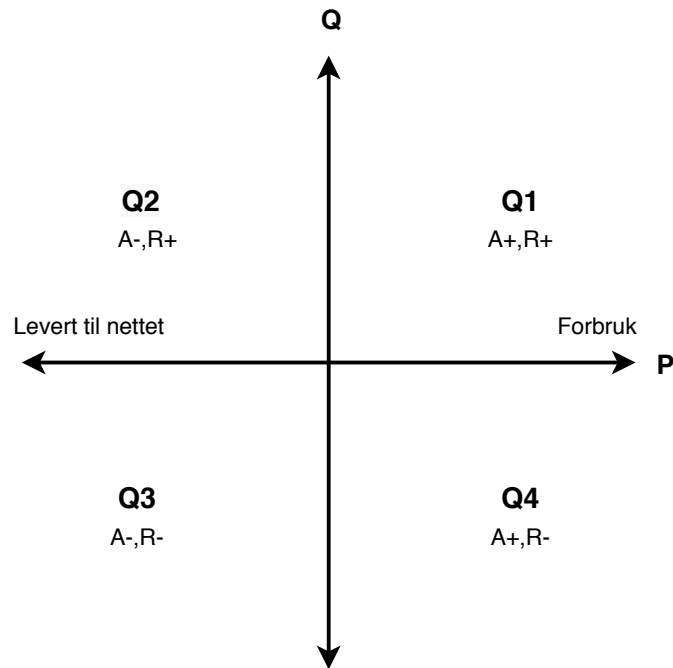
NVE vedtok at alle strømkunder skulle få installert avanserte Måle- og Styringssystemer (AMS) innen 1. januar 2019. Dette blir sett på som en viktig komponent i utviklingen av det moderne strømnettet. De smarte målerne gir mulighet for registrering av strømforbruket i timesoppløsning, automatisk avlesning av målerne, korrekt avregning, samt enklere bytte av kraftleverandør [11]. For nettselskapene betyr dette en mer effektiv drift av nettet enn tidligere gjennom bedre tilstandsinformasjon. De smarte målerne kan bidra til å redusere antall spenningsavvik, strømavbrudd og jordfeil, samt hurtigere lokalisering og reparasjon av feil.

De fleste AMS-målere i Norge måler elektrisk spenning og transformert strøm i gitte tidsintervaller, før disse beregnes til effekt brukt i tidsperioden [12]. Kundens energiforbruk registreres og videreformidles til en energisentral eid av Elhub AS. Selskapet deler deretter informasjonen til kundens lokale kraftselskap og strømleverandør [11].

Et mål på om den digitale tvillingen er god nok, er å sammenlikne simulerte verdier fra lastflytmodellen med målte verdier fra AMS. Azure er en skybasert løsning som anvendes av blant andre Elvia for behandling og presentasjon av måledata fra nettkunder. AMS-data kan presenteres ved bruk av dashboard, med blant annet lastdata for en transformator-krets, og trefase spenningsverdier for alle sluttbrukere, inkludert nettstasjonen.

Registrering av effekt i fire kvadranter

Forskrift om måling, avregning, fakturering av nettjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv stedfester i paragraf § 4-2 at den aktive og reaktive effektflyten skal registreres i begge retninger. Det vil si at strøm brukt og levert til nettet registreres i en såkalt 4Q-måling. Det må tas hensyn til registrering av eventuell produksjon av energi i hver enkelt målepunkt [13]. Figur 4 illustrerer registreringen av aktiv og reaktiv effekt i alle fire kvadrantene.



Figur 4: Måling i fire kvadranter (4Q). Første og fjerde kvadrant representerer forbruk av aktiv og reaktiv effekt. Andre og tredje kvadrant representerer produsert effekt levert til nettet.

Målerens viktigste energiregistre er:

- A+** Aktiv positiv energi (forbruk/import). Aktiv energi fra kvadranter 1 og 4 er vist i kWh.
- A-** Aktiv negativ energi (produksjon/eksport). Aktiv energi fra kvadranter 2 og 3 i kWh.
- R+** Reaktiv positiv energi. Positiv induktiv energi fra kvadrant 1 og positiv kapasitiv energi fra kvadrant 2 vises i kVArh.
- R-** Reaktiv negativ energi. Negativ induktiv energi fra kvadrant 3 og negativ kapasitiv energi fra kvadrant 4 vises i kVArh.

Aidon strømmålere

Elvia bruker Aidon som hovedleverandør av AMS-målere i sine områder. Aidon leverer både kWh-målere for enfase og trefase forsyning til boliger. Målerne er konstruert som en modulbasert løsning som består av en måleenhet som avleser de elektriske målingene, og en systemmodul som prosesserer måledataene. Målerens oppgave er å registrere energiforbruk og generere måledata i tidsbestemte intervaller, eksempelvis hvert minutt eller hver time. En overordnet "master"-modul kommuniserer med AMS-måleren og muliggjør levering av tidsstemplede registerverdier, kontroll av belastninger, overvåkning av strømkvalitet, registrering av strømbrudd og feilinformasjon, samt lesing av ekstern statusinformasjon [14]. Nettselskapene må selv konfigurere master-modulen til å hente ut målinger i ønsket tidsoppløsning.

Feilmarginene for en Aidon AMS-måler er avhengig av målertype. Etter samtale med Aidon [12], indikerer de at generelle målere for husholdninger har en feilmargin som er bedre enn $\pm 1\%$ (MID klasse B), og målere for industri har en feilprosent på $\pm 0,5\%$ (MID klasse C). Feilprosenten samsvarer med Europeanorm EN50470-3 [15].

3.3.2 utfordringer knyttet til digitale tvillinger i distribusjonsnett

Noen eksempler på utfordringer som kan oppstå i tilknytning til digitale tvillinger for distribusjonsnett er:

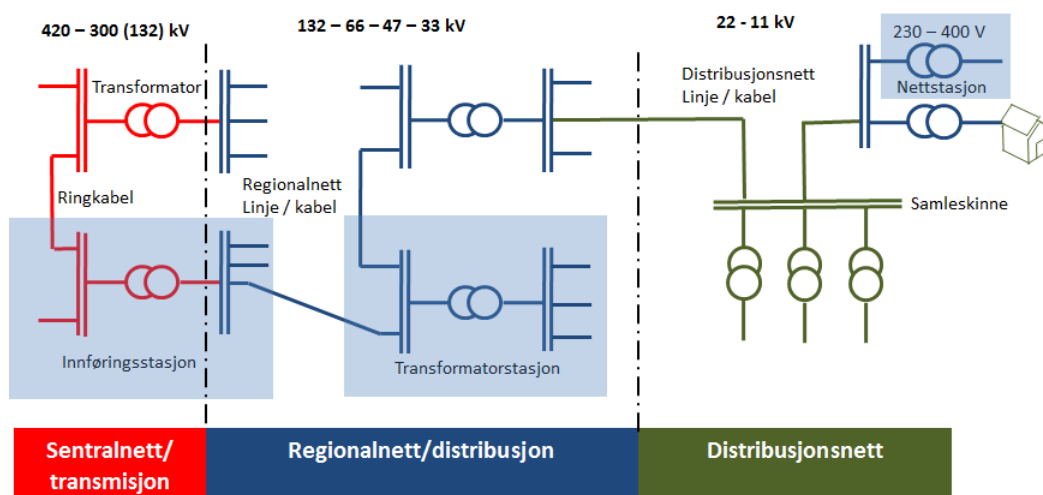
- Dersom den fysiske og virtuelle modellen etterhvert blir sammenkoblet, i den forstand av at enheter ute i nettet kan styres fra driftssentralen, er en avhengig av kontinuerlig programvaretesting for å sikre optimal informasjonsflyt og funksjonalitet.
- Høy informasjonsflyt og datamengde gjør nettet mer sårbart for dataangrep. Derfor er det viktig at sikkerheten er i kontinuerlig utvikling i takt med teknologien.
- Den digitale tvillingens evne til å simulere virkelige forhold og problemadressering.
- Høye investeringer i IoT-testing for å sikre løsningenes troverdighet og pålitelighet.

4 Distribusjonsnettet og krav til leveringskvalitet

Samtlige demonstratorer i IDE-prosjektet foregår i distribusjonsnettet, og tre av fire er lokalisert i lavspentnettet. I den forbindelse omtales informasjon og aspekter rundt nettets struktur, med særlig fokus på IT-nett. Relevante spenningskvalitetsproblemer for IDE-demonstratorene, samt typiske forbruksmønstre for last, omtales også i dette kapitlet.

4.1 Nettets struktur

Det norske strømnettet har tradisjonelt sett vært inndelt i tre deler basert på spenningsnivå; sentral-, regional- og distribusjonsnettet. Etter nyere bestemmelser fra EU, består dagens strømnett kun av sentralnettet og distribusjonsnettet. Det gamle regionalnettet har dermed blitt en del av dagens distribusjonsnett. Figur 5 viser en oversikt over dagens nettstruktur i Norge.



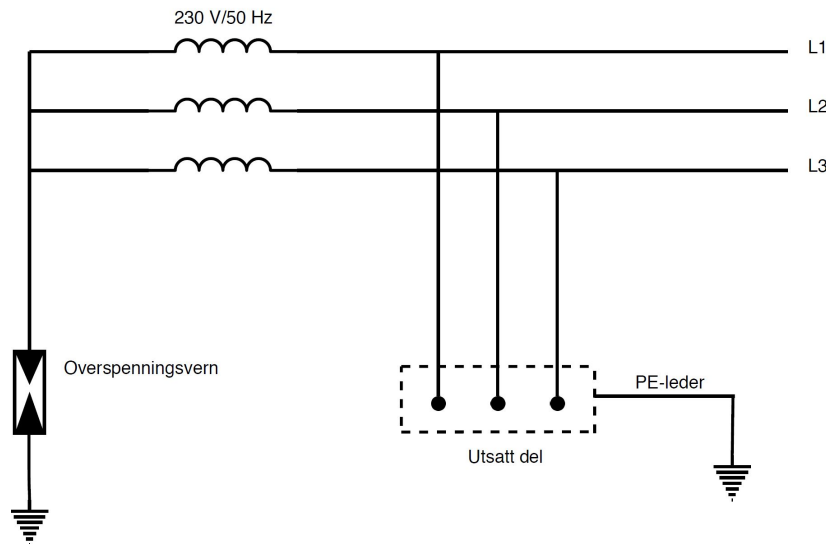
Figur 5: Oversikt over nettstrukturen i Norge [16].

Sentralnettet eies og driftes av Statnett og har et spenningsnivå på normalt 420, 300 eller 132 kV. Sentralnettet er også den delen av strømnettet som eksporterer og importerer strøm fra utlandet.

Distribusjonsnettet består av de resterende underliggende spenningsnivåene, som skilles i høyspent- og lavspent distribusjonsnett. Spenningsnivået i det høyspente distribusjonsnettet er mellom 11 kV og 132 kV, men skillete til det lavspente distribusjonsnettet går på 1 kV. Det lavspente distribusjonsnettet består av spenningsnivåene 400 V og 230 V, hvorav 230 V er det mest vanlige i Norge. Dette henger sammen med at Norge i størst grad opererer med IT-nett.

4.2 IT-nett

IT-nett er den vanligste typen distribusjonsnett i Norge. Faselederne har en spenning på 230V mellom hver fase, og er sammen med nøytralpunktet isolert fra jord med et overspenningsvern. Et IT-nett er ofte foretrukket når en er avhengig av kontinuerlig strømforsyning med svært sjeldne avbrudd i nettet. Dette gjelder fordi sikringen ikke slår ut ved første jordfeil, og kan tolerere jordfeil på en fase uten driftsstans. Figur 6 illustrerer hovedprinsippet for et IT fordelingsnett.



Figur 6: Hovedprinsipp for IT fordelingsnett.

4.2.1 Spenningsfall

Når spenningen endrer seg fra et punkt til et annet, kalles dette et spenningsfall. Det er vanlig å referere til spenningsfallet over en komponent, som for eksempel en strømførende kabel eller en last som trekker strøm. Størrelsen på spenningsfallet avhenger av impedansen i komponenten og effekten til belastningen, og kan uttrykkes ved likning (1).

$$\Delta U = U_1 - U_2 = \frac{R \cdot P + X \cdot Q}{U_2} \quad (1)$$

ΔU er forskjell i spenningen mellom to noder U_1 og U_2 , R og X er komponentens resistans og reaktans, og P og Q er den overførte aktive- og reaktive effekten.

4.2.2 Kortslutningsytelse

Kortslutningsytelsen kan fortelle hvor sterkt eller svakt nettet er. Et stivt nett vil ha en høy kortslutningsytelse og liten impedans. Et svakt nett vil dermed ha lav kortslutningsytelse og høy impedans. Dette betyr at et svakt nett er mindre rustet

mot større påvirkninger i form av endring i forbruk og produksjon, og vil oppleve større spenningsfall ved slike påvirkninger på nettet.

I_{k2min} , som er den minste kortslutningsstrømmen i et IT-nett, beregnes på følgende måte:

$$I_{k2min} = \frac{c \cdot U_N}{Z_+ + Z_-} \quad (2)$$

Hvor U_N er referert til som 230 V linjespenning, og Z_+ og Z_- er referert til som impedansen i pluss- og minussystemet. For å ta høyde for spenningsvariasjoner som er avhengig av lokasjon og tid, legges det til en faktor c som kompenserer for dette. Den er vanligvis 0.95. I_{k2min} er viktig for blant annet validering av følsomheten til vern og valg av sikringer med minimum brytende strømgrenser.

Kortslutningsytelsen i et 230 V IT-nett med referanseimpedans på 0.095Ω , er beregnet av SINTEF til å være 1172 A [17]. Målsetningen med den respektive referanseimpedansen er at de fleste nettkundene i Norge skal ha tilsvarende eller sterkere nettstyrke.

I 2011 ble fordeling av nettstyrken i Norge estimert gjennom en kartlegging av seks forskjellige nettselskaper [17]. Resultatene er vist i Tabell 1.

Tabell 1: Prosentvis fordeling av nettstyrke i Norge.

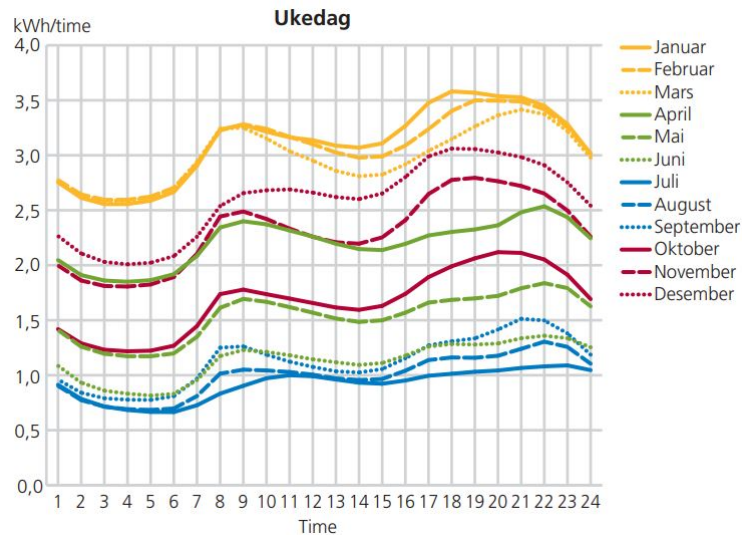
Prosentvis fordeling av nettstyrke (I_{k2min})				
< 350 A	300 - 500 A	500 - 750 A	750 - 1000 A	>= 1kA
6.2%	7.5%	13.5%	13.2%	59.7%

Tabell 1 viser at bare 59.7% av nettkundene har tilfredsstillende nettstyrke.

4.3 Forbruksvariasjoner over et døgn

I planleggings- og utviklingsprosessen av kraftsystemet, er det viktig å kjenne til kortsiktige variasjoner av elektrisitetsforbruket. Dette begrunnes med at det først og fremst er effekttoppene som bestemmer hvor stor kapasitet som skal være tilgjengelig i kraftsystemet. Husholdninger inngår som en del av den *alminnelige forsyningen*, sammen med primær-, sekundær- og tertiærnæringene. For bare noen år tilbake, var det mer krevende å fastsette hvordan energiforbruket varierte over døgnet. Etter implementeringen av AMS-målere hos alle sluttbrukere, har nettselskapene idag tilgang på energiforbruket til de fleste nettkunder, i timesoppløsning.

Figur 7 viser en grafisk fremstilling av gjennomsnittlig energiforbruk i kWh/h i timesoppløsning for husholdninger over et døgn. De ulike fargene og stipuleringene representerer de forskjellige månedene i året. Figuren er hentet fra en kartlegging over timeforbruk av strøm i ulike næringer, gjort av Statistisk Sentralbyrå i 2008 [18].



Figur 7: Grafisk fremstilling av energiforbruket i kWh/h i timesoppløsning for husholdninger [18]. De ulike fargene og stipuleringene representerer de forskjellige månedene i året.

Selv om energiforbruket vist i Figur 7 gjelder for noen år tilbake, er det fortsatt fornuftig å anta at døgnvariasjonen ser forholdsvis lik ut idag [19]. Forbrukstoppene om morgenen og ettermiddagen oppstår som følge av elektriske apparater som brukes når husholdningen står opp om morgenen, og kommer hjem fra for eksempel skole og jobb om ettermiddagen.

Som nevnt i kapittel 4.2.1, øker spenningsfallet med økende effektforbruk, og påvirkes av kortslutningsytelsen i nettet. Dermed vil det være en naturlig større variasjon i en spenningsprofil over et døgn når effektforbruket er stort om vinteren, særlig i svake nett.

4.4 Forskrift om Leveringskvalitet

I paragraf §1-1 *Formål* i Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL) står det:

"Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet skal bidra til å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet."
[20]

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) utarbeidet for første gang i 2005 en forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet. Norges nettselskaper er idag pålagt å følge retningslinjene for å sikre tilfredsstillende leveringskvalitet til nettkundene. Ved planlegging av nye, eller utbedring av eksisterende nettstrukturer, skal det

alltid legges til rette for at alle nettkunder skal oppnå tilstrekkelig leveringskvalitet. Forskriften gjelder for alle som helt eller delvis eier, driver eller bruker elektriske anlegg eller elektrisk utstyr som er tilkoblet det norske kraftsystemet [20].

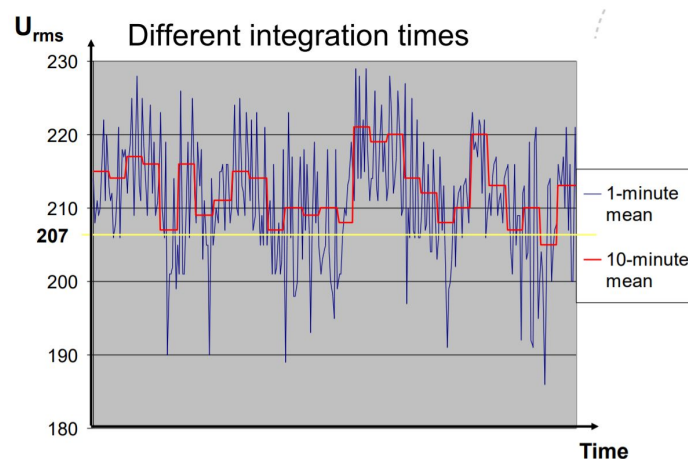
Forskriften definerer en rekke krav til leveringspålidelighet og spenningskvalitet som konsesjonæren i et nettområde må overholde. Herunder skal det blant annet gjennomføres tiltak for å begrense omfanget av avbrudd, samt kort- og langvarige under- og overspenninger. Kravene omfatter også begrensninger i tillatt flimmerintensitet, spenningsusymmetri, harmoniske spenninger og transiente overspenninger.

De neste delkapitlene tar for seg de spesifikke kravene til langsomme spenningsvariasjoner og spenningsusymmetri. Disse problemene er gjennomgående i flere av IDE-demonstratorene, og vil være viktig å ta hensyn til i en digital tvilling.

4.4.1 Langsomme variasjoner i spennings effektivverdi

Forskrift om Leveringskvalitet i kraftsystemet stedfester i paragraf §3-3 at nettselskapet skal sørge for at langsomme variasjoner i spennings effektivverdi holdes innenfor et intervall på $\pm 10\%$ av nominell spenning, målt som gjennomsnitt over ett minutt, i tilknytningpunkt i lavspenningsnettet [21]. Det vil si at i et 230 V IT-fordelingsnett, skal spennings effektivverdi være høyere enn 207 V og lavere enn 253 V målt som gjennomsnitt over ett minutt.

Ved integrasjonstider lengre enn ett minutt, vil ikke nødvendigvis brudd på FoL fanges opp av målingene. Dette er illustrert i Figur 8, som viser at gjennomsnittet over ti minutter varierer mindre i spenningsverdi enn gjennomsnittet over ett minutt, som bryter med FoL en større andel av tiden. Målinger basert på timesverdier eller døgnverdier vil gi et enda dårligere bilde på omfanget av egentlige brudd på FoL.



Figur 8: Brudd på FoL ved 1 minutt og 10 minutt RMS [22].

4.4.2 Spenningsusymmetri

Spenningsusymmetri er et fenomen som oppstår som følge av skjev fordeling av last i kraftsystemet. Dette resulterer i ulikhet i linjespenningene i et flerfaset system. Grad av usymmetri beregnes etter forholdet mellom negativ og positiv sekvenskomponent, og uttrykkes med:

$$\frac{U_-}{U_+} = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \cdot 100\% \quad (3)$$

Hvor U_- er spennings negative sekvenskomponent, og U_+ er spennings positive sekvenskomponent [21].

β beregnes som følgende:

$$\beta = \frac{U_{12}^4 + U_{23}^4 + U_{31}^4}{(U_{12}^2 + U_{23}^2 + U_{31}^2)^2} \quad (4)$$

I følge Forskrift om Leveringskvalitet skal nettselskapene sørge for at spenningsusymmetri ikke overstiger 2% i tilknytningspunkt [21].

5 Nettbatterier

Demonstratoren til Elvia Nord utforsker bruk av nettbatterier for å forhindre underspenninger i lavspentnettet. Batteriet er en sentral komponent som må implementeres i en digital tvilling for denne demonstratoren. Dette kapitlet omtaler viktige aspekter ved batteriet som nettkomponent, bruksområder, samt egenskaper ved batteriet som kan være viktige å ta hensyn til i analyser med den digitale tvillingen.

Batteriet har de siste årene blitt en interessant, aktuell nettkomponent. Andelen fornybar kraftproduksjon fra varierende kilder som vind og sol, samt andelen distribuert produksjon er forventet å fortsette å øke i årene som kommer. Dette bidrar til et større behov for fleksibilitet i nettet. Et nettbatteri som kan lagre og levere energi etter behov, kan allerede nå være et reelt, kostnadseffektivt alternativ til tradisjonell nettinvestering.

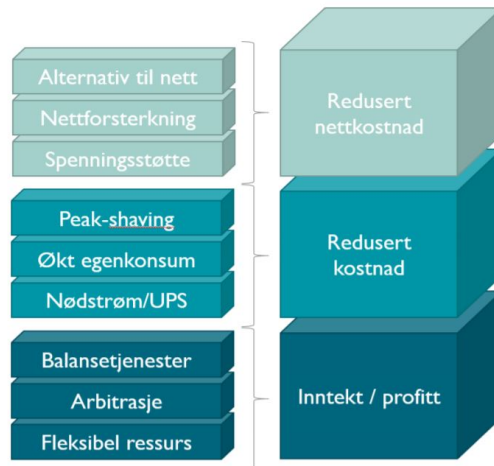
5.1 Litium-Ion-batterier

Litium-ion-batterier kan oppnå en relativt høy energi- og effekttetthet. Disse egenskapene kombinert med en gunstig prisutvikling gjør Li-ion-batterier aktuelle til bruk i nettet [23]. Det er nyttig med grunnleggende kunnskap om batteriets elektrokjemiske egenskaper og oppbygning for å sikre forsvarlig og effektiv drift av et nettbatteri. Dette kan også bidra til at batteriet dimensjoneres på en slik måte at det er bedre tilpasset sitt formål i nettet.

Aldringsprosessen kan deles opp i to momenter. Det første er syklisk aldring, som er en degradering av batteriet som følge av lading og utlading. Syklisk aldring påvirkes av temperatur, C-rate, DoD og gjennomsnittlig SoC. Det andre momentet er kalenderaldring. Dette er aldring som følge av at lagring, altså at batteriet ikke er i bruk. Det er hovedsaklig temperatur og SoC som påvirker kalenderaldring, og det er estimert en dobling i aldring ved enten en 10 °C økning i omgivelsestemperatur eller en 10% økning i SoC. Dette understreker viktigheten av å dimensjonere et nettbatteri med stor nok kapasitet for å unngå lagring på 100% SoC. I tillegg kan det oppstå problemer dersom batteriet går helt tom for strøm [24].

5.2 Prosjektering av nettbatterier

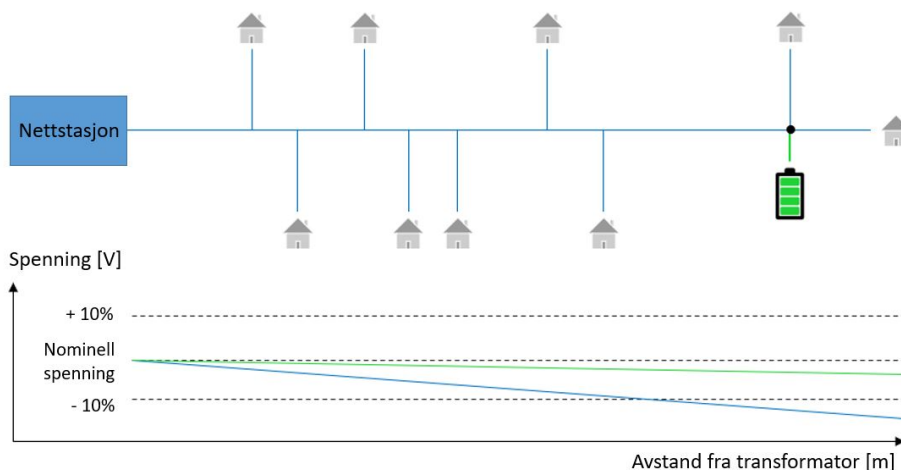
Det finnes mange bruksområder for et nettbatteri. For å dimensjonere optimal kapasitet og finne optimal plassering, må bruksområdet først defineres. Selv om det finnes mange tekniske bruksområder, må nettbatteriet samtidig være økonomisk lønnsomt i forhold til andre vurderte tiltak [25]. Figur 9, utarbeidet av NVE, viser en oversikt over ulike bruksområder hvor nettbatteri kan være lønnsomt.



Figur 9: Ulike måter et nettbatteri kan være lønnsomt på [26].

Lønnsomheten kan komme av reduserte drifts- og investeringskostnader, eller inntekt som følge av bidrag i reguleringsmarkeder. I tillegg kan fleksibiliteten i et batteri som er lett å flytte på være verdifullt. På denne måten kan batteriet brukes som forebyggende vedlikehold for å utsette en reinvestering i for eksempel et svakt nett.

Plasseringen av batteriet må samsvare med det området i nettet som har behov for at det gjøres tiltak. Et eksempel på dette er ved bruk av batteriet som spenningsstøtte. Batteriet må da plasseres hensiktsmessig for å kunne bidra med støtte for de komponentene som trenger det; ofte langt ut i en lavspent-radial. Figur 10 illustrerer en lavspenkrets med økende spenningsfall utover i kretsen, der et batteri bidrar til å heve spenningen over grensen i FoL hos de to ytterste abonnentene.



Figur 10: Illustrert spenningsprofil i en lavspent-radial uten batteri (blå) og med batteri (grønn). Batteriet er plassert i et knutepunkt så nærme kundene med spenningsutfordringer som mulig.

6 Metodikk for utvikling av digital tvilling

En generell metodikk er utviklet for å lage en digital tvilling for distribusjonsnett. Tvillingen skal kunne identifisere linjespenninger under 207 V, målt som gjennomsnitt over ett minutt. Krav for den digitale tvillingen er ytterligere presentert under beskrivelse av demonstrator AP3.3 i kapittel 2.2.3.

NetBas er brukt som simuleringsverktøy, og er derfor grunnlaget for utviklingen av metodikken. Først vil mulighetene og begrensningene ved NetBas som simuleringsverktøy for en digital tvilling presenteres. Videre følger en beskrivelse av metodikken.

6.1 Simuleringsverktøy

NetBas er et GIS-basert nettinformasjonssystem levert av Powel. Systemet gir mulighet for lagring av nettdata, samt tilgang på avanserte simulerings- og analyseverktøy [27]. Siden NetBas er nettselskapenes foretrukne simuleringsverktøy i IDE-prosjektet, er det tatt utgangspunkt i at programmet også skal benyttes i prosjektoppgaven.

En forenkling som er gjort i NetBas er å anta en perfekt symmetrisk fordeling av last over de tre fasene (per-fase-ekvivalent). Dette tilsvarer en én-fase lastflyt, slik at også linjespenningene L1, L2 og L3 er like.

At usymmetri ikke tas hensyn til i lastflytberegningene kan potensielt føre til unøyaktigheter i en digital tvilling. For det første, kan det hende at høy grad av usymmetri fører til at spenningsverdiene i NetBas ikke samsvarer med gjennomsnittet av målte AMS-verdier for L1, L2 og L3. For det andre, er det viktig å være oppmerksom på at spenningskvalitetsproblemer som bryter FoL for én fase i et virkelig trefasenett, ikke nødvendigvis vil fanges opp med en digital tvilling som kun simulerer en per-fase-ekvivalent. Ved slike problemstillinger vil det derfor være et behov for å korrigere for eventuell usymmetri i etterkant av etablering av en lastflytmodell for en digital tvilling i NetBas.

6.1.1 Lastflytanalyser

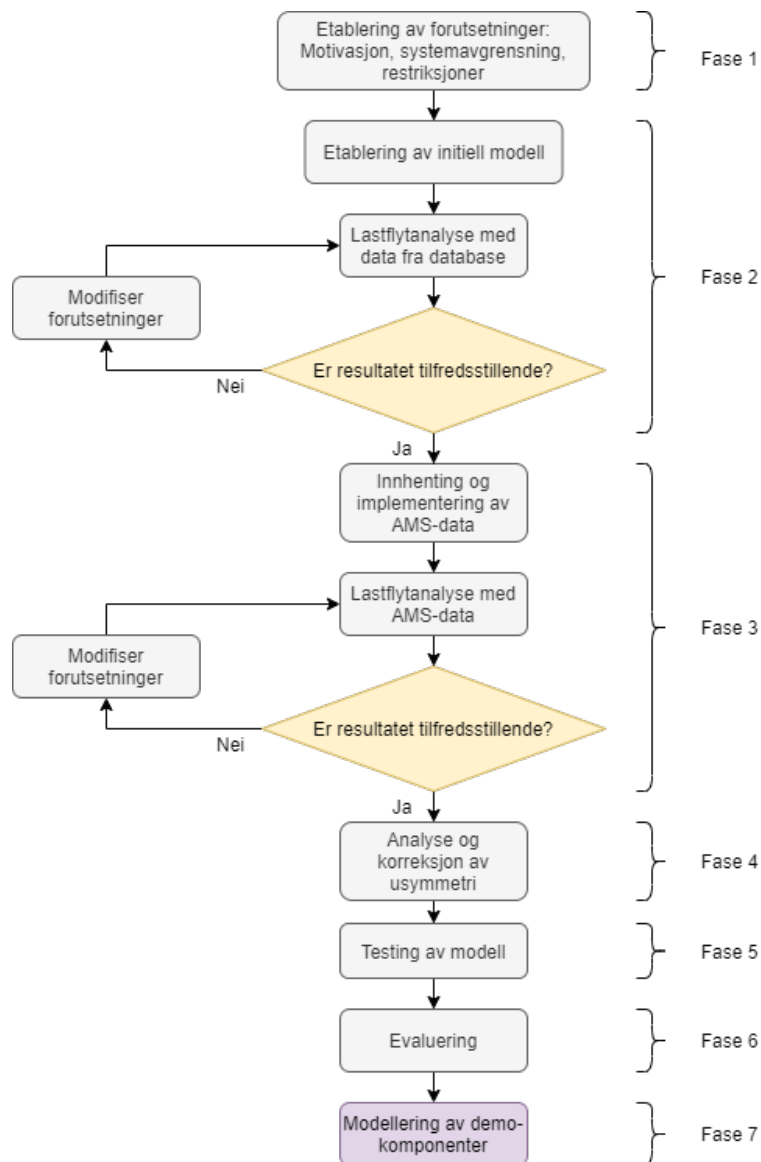
Tilstanden i nettet kan beskrives ved hjelp av spennings effektivverdi og vinkel, samt aktiv og reaktiv effektflyt. Dersom den komplekse spenningen i alle punkter er kjent, har man informasjon om hele nettets tilstand. Dette er blant annet viktig for å ha god oversikt over driftsforhold, planlegging og analyser av nettet. Tilstanden er i kontinuerlig endring, og det er viktig å ha oversikt til enhver tid.

Nettets tilstand kan estimeres ved hjelp av lastflytanalyser. I lastflytanalyser benyttes informasjon om nettets struktur, forbruk og produksjon for å beregne hvordan effekten flyter mellom noder. I tillegg gir lastflytanalyser informasjon om hvordan spenningsforholdene er i nettet som analyseres. Det finnes mange forskjellige måter å utføre en lastflytanalyse, men komplekse nettstrukturer krever

ofte avanserte numeriske beregningsalgoritmer.

6.2 Beskrivelse av metodikk

Metodikken er delt inn i syv faser, der den andre og tredje fasen er iterative. Figur 11 viser et flytskjema for metodikken. De ulike fasene forklares i de neste underkapitlene.



Figur 11: Flytdiagram som viser fremgangsmåten for utvikling av den digitale tvillingen i NetBas.

6.3 Fase 1: Etablering av forutsetninger

Før den digitale tvillingen skal lages, er det viktig å ha et godt overblikk over formålet til modellen og problemstillingen som skal løses. Forutsetninger må etableres, og eventuelle restriksjoner må defineres. En klar og tydelig problemstilling kan bidra til at modellen er bedre tilpasset sitt formål. I tillegg må systemgrenser defineres på en hensiktsmessig måte ut ifra formålet. Dersom analyseområdet begrenses til et lite område vil datamengden reduseres, men analyseområdet bør samtidig være stort nok til å fange opp for eksempel virkninger av en endret lastsituasjon. Andre punkt som må defineres er:

- **Analyseperioden:** Dersom hensikten er å analysere en spesifikk hendelse i fortiden, kan analyseperioden for eksempel være en spesifikk time eller dag. Dersom det er ønskelig å se på en typisk situasjon, er én mulighet å definere analyseperioden som et spesifikt tidsrom som er representativ for situasjonen. Dette kan for eksempel være en kald vinterdag som er dimensjonerende for en typisk tunglast-situasjon.
- **Hvor god modellen må være for å tilfredsstillende behovet:** Her vil det være naturlig å definere hvor stor feilmarginen ved forskjellige analyser kan tillates å være. Ønsket nøyaktighetsgrad kan variere. Dersom det er spenningsverdier som bryter med FoL som er av interesse å estimere, er det ønskelig med en høyere nøyaktighetsgrad enn ved tidspunkter med tilfredsstillende lastsituasjon.

6.3.1 Fase 2: Etablering av initiell modell

Når alle forutsetninger er etablert, kan den initielle lastflytmodellen i NetBas lages. Utgangspunktet er eksisterende nettskjema for det aktuelle området, med gjeldende systemgrenser.

Deretter må modellen tilpasses analyseperioden. Dette kan gjøres ved å opprette identiske maskefiler av den samme modellen. En maskefil inneholder en modell av den delen av distribusjonsnettet som skal studeres i NetBas. Antall maskefiler avhenger av analyseperioden som skal studeres. Detaljeringsgraden til modellen avhenger dermed av hvor mange filer en velger å dele analyseperioden inn i. Hver fil representerer en lastflytanalyse. Årsaken til at dette er hensiktsmessig, er at ulike analyser kan lagres med mulighet for å se på de senere. Dette vil redusere arbeidsmengden sammenliknet med å implementere AMS-data på nytt hver gang (se kapittel 6.3.2). Arbeidsmengden og omfanget av analysen vil øke med antall maskefiler.

Det kan være nyttig å sammenlikne modellen med AMS-data underveis i utviklingen av den digitale tvillingen. Dette kan fremstilles grafisk for å få en bedre forståelse av hvilke tilpasninger som eventuelt må gjøres for å oppnå et tilfredsstillende resultat. Lastflytanalyser for hver maskefil kan lagres til senere sammenlikning. Dersom analysene viser at det allerede ved dette stadiet er behov for endringer i modellen, kan modifiseringer gjøres til modellen er tilfredsstillende.

6.3.2 Fase 3: Innhenting og implementering av AMS-data

For at modellen skal etterlikne virkeligheten, må AMS-data implementeres i alle maskefile. Hvilke data som må anskaffes avhenger av forutsetningene definert i fase 1. Dataene må samsvare med analyseområdet, analyseperioden og tidsoppløsningen for analysen. Det er i hovedsak aktiv og reaktiv lastdata fra forbrukere og eventuelle produsenter som er av interesse for implementering i NetBas. I tillegg trengs informasjon om linjespenningene L1, L2 og L3 for alle knutepunkter. Spenningsverdiene benyttes i hovedsak til sammenlikning med modellen. I tillegg kan de brukes til å analysere og korrigere simulert spenning for eventuell usymmetri som ikke tas hensyn til i NetBas.

Etter initiell implementering av AMS-data skal det utføres lastflytanalyser. En sammenlikning mellom spenningsverdiene i modellen og gjennomsnittet av AMS-spenninger kan bidra til å avdekke eventuelle avvik. Likheter mellom simulerte spenninger fra lastflytanalyse i NetBas og gjennomsnittet av AMS-målinger vil avhenge av graden av usymmetri i nettet. Som nevnt tidligere, simulerer NetBas per-fase-ekvivalent, som forutsetter at laster er likt fordelt mellom fasene i nettet. Gjennomsnittsspenningene av målt L1, L2 og L3 vil derfor avvike noe fra spenningsverdiene fra lastflytanalysen. En alternativ løsning kan være å modifisere litt på forutsetningene for analysen. Denne iterative prosessen foregår helt til resultatet er tilfredsstillende.

6.3.3 Fase 4: Analyse og korreksjon av usymmetri

Som nevnt i kapittel 6.1, kan det være avvik i modellen som følge av høy grad av usymmetri i kretsen. Det må derfor undersøkes stor grad av usymmetri som finnes i kretsen. Dette kan gjøres ved å beregne grad av usymmetri fra innhentet AMS-data.

Dersom målet er å identifisere brudd på FoL, er det ønskelige resultatet at den kalibrerte NetBas-modellen justeres etter dårligste målt fasespenning fra AMS. For å gjøre dette, trengs det et beregnet estimat for spenningsforskjell fra NetBas-modellen til fasen med lavest spenningsverdier. Etersom usymmetri er årsaken til avviket, er det ønskelig å undersøke sammenhengen mellom usymmetri og differanse til dårligste fase. En korreksjonsfaktor vil kunne etableres basert på en slik sammenheng. Graden av usymmetri vil naturligvis variere over døgnet, så det mest korrekte vil være å korrigere hvert analysetidspunkt individuelt. Med fokus på forenkling og identifisering av når den simulerte spenningen bryter med FoL, kan det være tilstrekkelig å korrigere alle analysetidspunkt med den faktoren, eller estimatet, som gjelder for det tidspunktet med størst spenningsfall. Som konsekvens, vil modellen være mest nøyaktig for lave spenninger, og mindre nøyaktig ellers.

For å slippe å undersøke om det finnes en individuell korreksjonsfaktor for hvert case som anvendes, hadde det vært ideelt med en felles, generell sammenheng. Det hadde også vært nyttig med en generell sammenheng for å estimere usymmetri i en krets der dette er ukjent. I denne rapporten blir det derfor også sett på sammenhengen mellom avstand og usymmetri i kretsen. Dersom

usymmetrien kan finnes basert på avstand fra fordelingstransformatoren, vil det utprøves om dette kan benyttes for å estimere prosentvis avstand fra simulert NetBas-spenning til dårligste målt fase. Ut fra dette, kan det testes om spenningskurvene må korrigeres individuelt eller om det kan utledes en fellesfaktor.

6.3.4 Fase 5: Testing av modell

Etter gjennomført analyse og korreksjon av usymmetri i fase 4, kan modellen testes for å eksempelvis undersøke brudd på FoL. Med utgangspunkt i spenningsverdiene fra den kalibrerte NetBas-modellen subtraheres en prosentandel gitt av korreksjonsfaktoren. Resultatet sammenliknes deretter med fasen som har lavest spenning fra AMS-målingene. En slik test kan også avdekke om det er hensiktsmessig å utbedre nettet, enten i form av en konvensjonell oppgradering eller implementering av for eksempel nettbatterier.

6.3.5 Fase 6: Evaluering

Når testingen av modellen er gjennomført, kan nettselskapet evaluere om modellen er god nok i forhold til deres formål. Dersom tvillingen ikke er tilfredsstillende, kan en mulig løsning være å øke detaljeringsgraden på analyseperioden. Dette vil innebære et behov for tilgjengelig måledata i høyere oppløsning.

6.3.6 Fase 7: Modellering av demo-komponenter

Denne fasen fokuserer på å modellere komponenter fra IDE-prosjektet, slik at disse kan testes ut i den digitale tvillingen. Ved å gjøre dette til slutt, etter etablering av lastflytmodellen, gir fasen mulighet for å sammenlikne ulike løsninger for det samme bruksområdet. Demonstrator AP3.3 (kapittel 2.2.3) fokuserer blant annet på implementering av nettbatterier som en løsning på spenningsregulering, ved å tilføre effekt for å forhindre langsomme underspenninger. En velutviklet digital tvilling gir også mulighet til å teste ut fleksibilitetsordningene, som også er sentral i demonstratoren. Varmtvannsberedere kan eksempelvis bli modellert som lastpunkter hos kunden, hvor en kan teste ut i hvor stor grad inn- og utkobling påvirker spenningskvaliteten i nettet.

7 Anvendelse av metodikk på et case-område

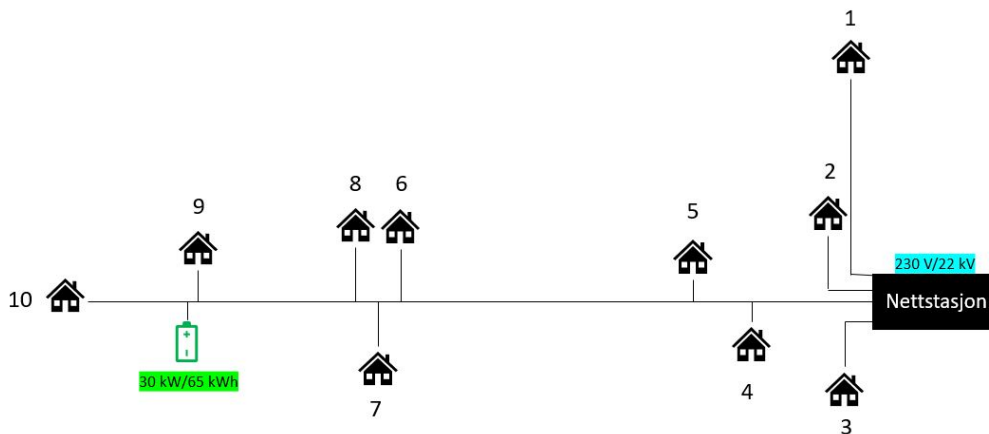
I dette kapitlet vil metodikken presentert i kapittel 6 anvendes på et reelt case. Dette er gjort for å konkretisere fremgangsmåten, og undersøke om metodikken er tilstrekkelig for å gi en tilfredsstillende nøyaktighetsgrad for den digitale tvillingen. For å fastsette hvordan simulert spenning kan justeres etter graden av usymmetri, vil det bli presentert forslag til hvordan dette kan korrigeres. Dette er gjort ved å finne en sammenheng mellom avstand og usymmetri, samt en Monte Carlo-simulering for å estimere forskjellen mellom snittspenning og dårligste fase.

7.1 Etablering av forutsetninger

For å illustrere at metodikken også kan anvendes spesifikt på IDE-demonstratorer, defineres caset til å være en en lavspenningkrets med et nettbatteri, som beskrevet i kapittel 2.2.3. Dette nettbatteriet skal bidra til å heve spenningen dersom det er fare for brudd på FoL. Prosjektering av batteriet er utenfor omfanget av denne rapporten, og det antas derfor at nettbatteriet allerede er prosjektert.

Formålet til den digitale tvillingen for dette caset er å muliggjøre realistiske analyser for bruken av batteriet. Det er dermed behov for en høy nøyaktighetsgrad, spesielt for lave spenningsverdier som er under 207 V. Ideelt sett, er det ønskelig om tvillingens spenningsverdier samsvarer med målte spenningsdata. Etersom dette ikke er realistisk kan en feilmargin på én prosent for kritiske verdier aksepteres.

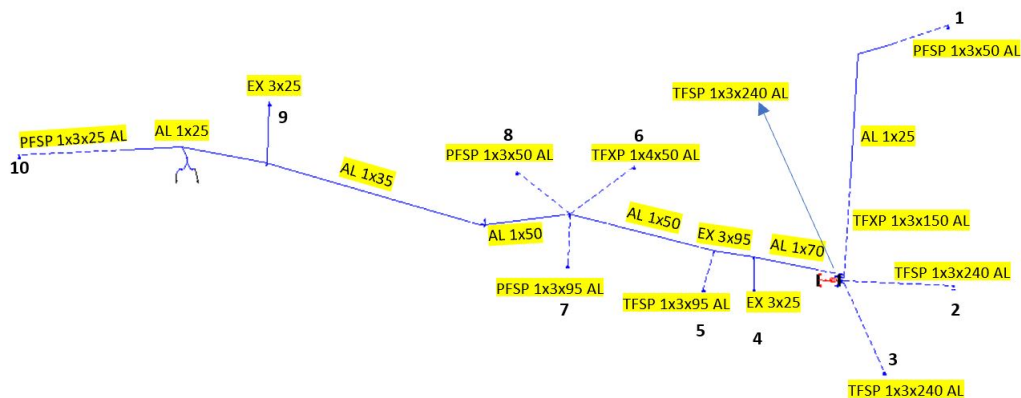
Basert på informasjon i NetBas, er en lavspenning-krets valgt som grunnlag for analysen. Analyseområdet er begrenset til lavspenningssiden av transformatoren i nettstasjonen, som er et IT-nett med 230 V som spenningsnivå. Kretsen, illustrert i Figur 12, er en relativt liten krets med kunder i ti knutepunkter, der alle har trefasetilkobling. Kretsen er anonymisert i henhold til personvernforordningen (GDPR). Kundene vil heretter bli omtalt med nummeret de er tildelt i figuren, selv om kunde 8 og 9 har to AMS-målere hver. Alle kundene i kretsen har installert operative AMS-målere.



Figur 12: Lavspenkekrets med ti kunder som skal analyseres.

Den ytterste kunden på den lengste radialen er lokalisert 695 meter fra nettstasjonen. Radialen består for det meste av linjetypen AL, med tverrsnitt mellom 1x70 til 1x25 mm^2 , fra innerst (nærmest transformator) til ytterst. Linjetverrsnittene er detaljert presentert i Figur 13.

En lastflytanalyse som er gjort ved høylast i NetBas viser at nettet er relativt svakt utover i den lange radialen, med særlig høyt spenningsfall hos kunde 10. Kunde 10 har en topolt kortslutningsstrøm på 0.205 kA, som også underbygger lav nettstyrke. Som forklart i Kapittel 5.2, vil det dermed være hensiktsmessig å plassere batteriet i et mastepunkt langt ute i radialen.



Figur 13: Oversikt av NetBas-modell med linjetverrsnitt. Kundene er nummerert.

Som vist i Figur 13 består kretsen av en kombinasjon av luftlinjer og kabler. De stiplede linjene representerer kabler, og de heltrukkede linjene representerer luftlinjer. Avstand mellom kunder og fordelingstransformator er videre presentert i Tabell 2.

Tabell 2: Avstand fra fordelingstransformator per kunde.

Kundenummer	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Avstand fra transformator [km]	0.365	0.052	0.103	0.067	0.145	0.249	0.251	0.254	0.43	0.695

Som analyseperiode er en tilfeldig vinterdag valgt ut, nærmere bestemt fredag 7. februar 2020. Intensjonen med dette valget er at analysen og den digitale tvillingen skal være representativ for de dagene hvor det er fare for at spenningen kommer under 207 V. Innad er dagen delt opp i 24 timer, der hver time vil bli analysert individuelt ved hjelp av lastflyt utført i NetBas. Siden alle kundene i kretsen har installerte AMS-målere, finnes det timesmålinger for hele døgnet. Disse verdiene vil brukes i fase 4 av den utarbeidede metodikken vist i kapittel 6.

7.2 Etablering av modell

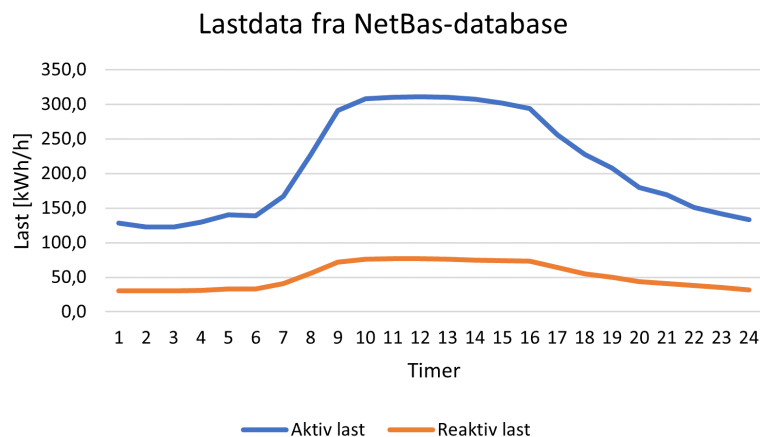
Med utgangspunkt i nettskjema for kretsen i NetBas, må kretsen tilpasses de 24 tidsintervallene for lastflytanalyse.

7.2.1 Inndeling i tidsintervaller

Ettersom det er ønskelig å analysere lastflyt for hver time den ønskede dagen, er det laget 24 maskefiler i NetBas. Hver fil tilsvarer en time, slik at fil nummer 1 representerer den første timen og så videre. Dette vil gjøre det mulig å justere belastning for hvert knutepunkt i en gitt time.

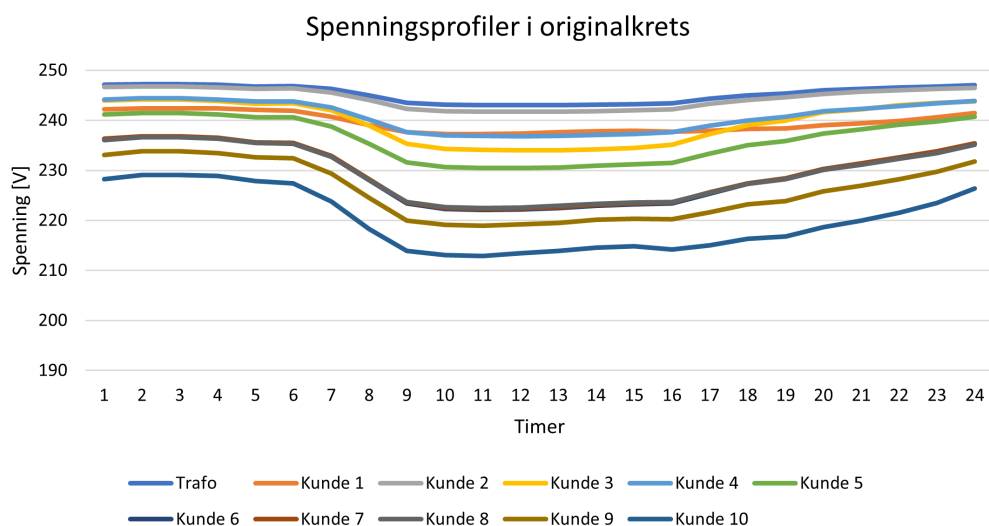
7.2.2 Lastflytanalyse av initiell modell

For å skape et bilde av hvorvidt eksisterende lastdata fra databasen i NetBas stemmer overens med virkeligheten, er det nødvendig å gjennomføre en lastflytanalyse av den initielle modellen. Aggregert aktiv og reaktiv last i kretsen fra databasen i NetBas, er vist i Figur 14. Lastdata for hvert knutepunkt er i tillegg vist i Vedlegg A.



Figur 14: Aggregert aktiv og reaktiv last i kretsen, hentet fra databasen i NetBas.

Etter lastflytanalyse med de initielle lastverdiene fra NetBas-databasen, finnes spenningsverdiene for hver time, for alle kundene i kretsen. Disse er vist i Figur 15.



Figur 15: Spenningsverdier i NetBas-modellen etter lastflytanalyse av initiell modell.

Døgnvariasjonen i aktiv og reaktiv last i Figur 14 samsvarer ikke med den forventede variasjonen fra Figur 7 i kapittel 4.3, der det er en forbrukstopp om morgenen, og en om ettermiddagen. Dette gjenspeiles i spenningsprofilene i Figur 15.

7.3 Innhenting og implementering av AMS-data

En csv-fil med AMS-data for kretsen er mottatt fra Elvia. Den inneholder timesverdier for sum av forbruk og produksjon i fase L1, L2 og L3 i kWh/h og kVarh/h for alle kundene den gitte dagen. Dette er gitt ved A+, A-, R+ og R-. Det er ingen produksjon i kretsen, så det er kun A+ og R+ som blir benyttet videre. Tabell 3 og 4 viser det aggregerte forbruket over et døgn i kretsen for henholdsvis aktiv og reaktiv last. Aktiv og reaktiv last for alle kundene per time er presentert i Vedlegg B.

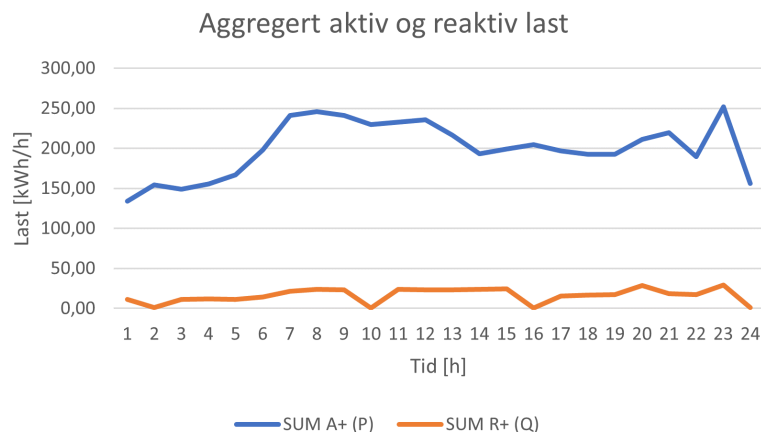
Tabell 3: Aggregert aktiv og reaktiv last i kWh/h og kVarh/h for kretsen ved time 1-12 i analyseperioden.

	A+ (P) Aktiv last	R+ (Q) Reaktiv last
1	134.29	11.27
2	154.36	0.87
3	148.67	11.31
4	155.41	11.85
5	166.91	11.22
6	197.76	14.10
7	241.32	21.53
8	246.03	23.80
9	241.39	23.48
10	230.02	0.79
11	232.56	23.67
12	235.84	23.47

Tabell 4: Aggregert aktiv og reaktiv last i kWh/h og kVarh/h for kretsen ved time 13-24 i analyseperioden.

	A+ (P) Aktiv last	R+ (Q) Reaktiv last
13	216.8	23.48
14	193.18	24.00
15	199.41	24.44
16	204.72	0.42
17	196.69	15.74
18	192.53	16.67
19	192.43	17.52
21	211.01	28.45
21	219.81	18.41
22	189.87	17.29
23	251.77	29.19
24	156.27	1.28

Figur 16 viser en grafisk fremstilling av den aggregerte aktive- og reaktive lasten. Det er gjennomgående lavere verdier for både aktiv og reaktiv last fra AMS-målinger, sammenliknet med databaseverdiene i NetBas. Dette tilsier at den eksisterende lastflytmodellen i NetBas ikke er god nok, og bekrefter at det er et behov for en mer nøyaktig modell for dette caset.



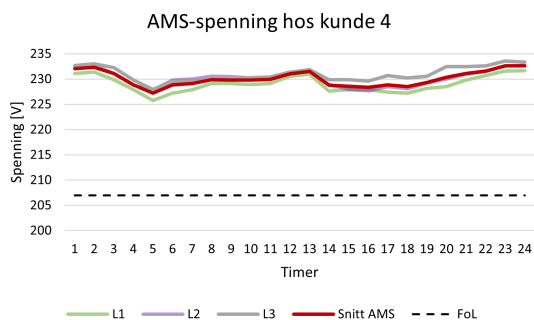
Figur 16: Grafisk fremstilling av aggregert aktiv og reaktiv last over et døgn hentet fra AMS-data.

Aktiv og reaktiv last fra AMS-målinger for hver kunde blir deretter lagt inn i NetBas for alle de 24 maskefilene. De erstatter dermed databaseverdiene i videre lastflytberegninger.

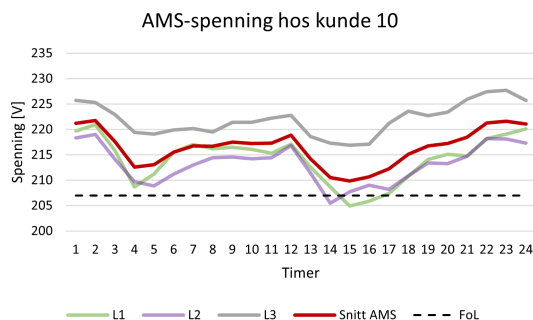
I tillegg til lastdata, hentes AMS-spenningsdata fra dashboard i Azure for alle kundene i kretsen den aktuelle dagen. Data som hentes ut blir dermed:

- Aktiv last (A+)
- Reaktiv last (R+)
- Linjespenning L1 for hver time
- Linjespenning L2 for hver time
- Linjespenning L3 for hver time

Linjespenninger L1, L2 og L3 for hver time er beregnet som gjennomsnittet av målinger hvert 500 ms, altså gjennomsnittet av 7200 målinger. Figur 17 og 18 viser spenningen i hver fase og gjennomsnittet av fasene for henholdsvis kunde 4 og 10. Tilsvarende spenningsverdier er vist for alle kundene i Vedlegg C. Kunde 4, som er relativt nærme transformatoren, har en god spenningskvalitet som varierer mellom 225.8 og 233.6 V, samt lav grad av usymmetri. Hos kunde 10 varierer derimot spenningen mellom 204.9 og 227.7 V, med stor grad av usymmetri mellom fasene.



Figur 17: AMS-verdier for spenning i hver fase og gjennomsnitt av fasene for kunde 4.

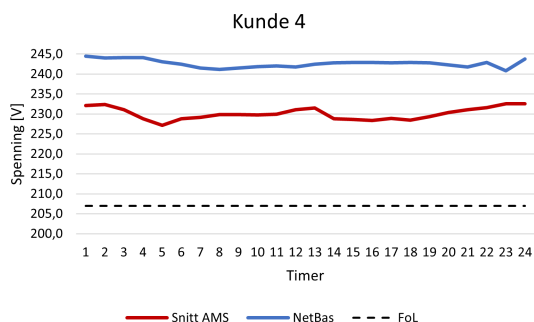


Figur 18: AMS-verdier for spenning i hver fase og gjennomsnitt av fasene for kunde 10.

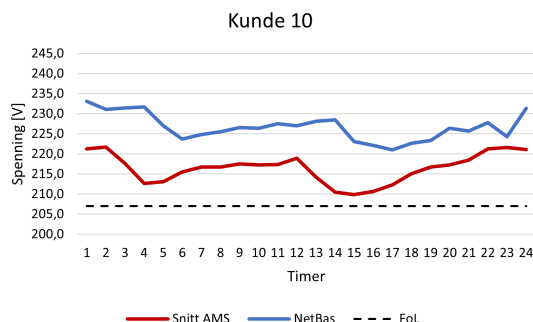
7.4 Lastflytanalyse med AMS-data

Siden NetBas benytter en per-fase-ekvivalent, betyr dette at lasten blir likt fordelt mellom fasene i lastflytmodellen. I realiteten, er dette ofte ikke tilfellet. Det kan for eksempel være et resultat av enfase-apparater tilkoblet i nettet, som bidrar til skjevfordeling av lasten. Med dette tatt i betraktning, vil ikke simulert spenning fra lastflytanalyse bli identisk med gjennomsnittsspenningen fra AMS-målinger, med mindre nettet er helt symmetrisk. Likevel, vil spenning fra lastflyt og gjennomsnittsspenning fra AMS-målinger være de to som er mest sammenlignbare. Det må allikevel tas høyde for at det vil være noe divergens mellom de to.

En lastflytanalyse gjennomføres etter implementering av AMS-lastdata. Dette blir gjort ved å bruke aktiv og reaktiv last i hvert knutepunkt i NetBas-modellen. På denne måten er en sikker på at NetBas simulerer den riktige fordelingen av last i kretsen. Resultatet av spenningsprofilene etter lastflyt for kunde 4 og 10 er vist i Figur 19 og Figur 20. I tillegg til spenningsprofilene fra NetBas, er gjennomsnittet av AMS-spenningene plottet i figurene for sammenlikning.



Figur 19: Sammenligning av målt snittspenning (AMS) og spenning i NetBas for kunde 4.

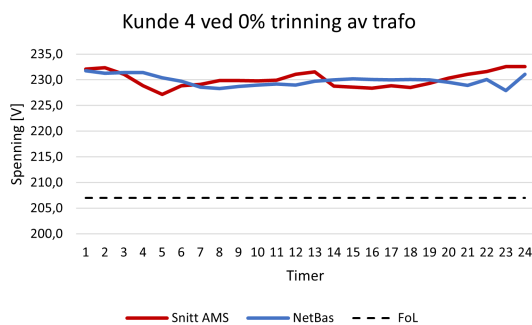


Figur 20: Sammenligning av målt snittspenning (AMS) og spenning i NetBas for kunde 10.

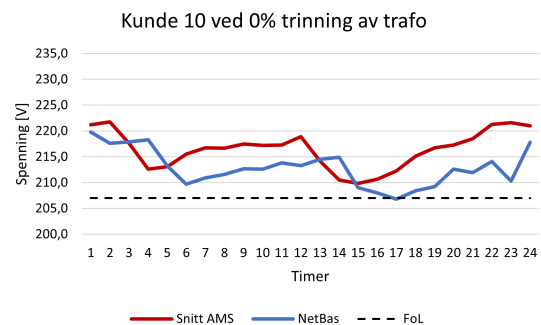
Det er et betydelig avvik mellom resultatene fra NetBas-modellen og AMS-data, der NetBas-modellen gir gjennomgående høyere spenning. Modellen er altså ikke tilfredsstillende, og det er derfor nødvendig med videre justeringer.

7.4.1 Trinning av transformator

En hypotese er at den høye spenningen kan skyldes feil oppgitt trinnstilling på transformator. Fra før var transformatoren satt til -5% trinnstilling i NetBas. En lastflytanalyse etter justering til 0% trinnstilling viser at hele spenningsprofilen justeres ned til et nivå nærmere AMS-gjennomsnittet. Resultater for kunde 4 og 10 er vist i Figur 21 og 22.



Figur 21: Snittspenning fra AMS og NetBas-spenning etter justert trinnstilling på transformator for kunde 4.



Figur 22: Snittspenning fra AMS og NetBas-spenning etter justert trinnstilling på transformator for kunde 10.

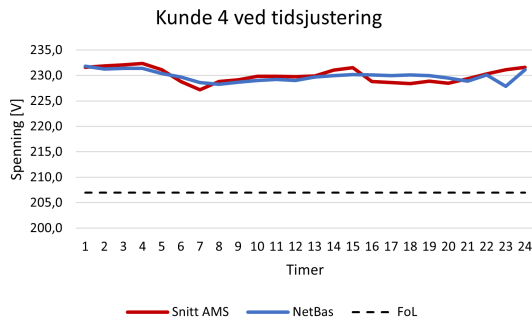
Selv om modellen gir en lavere spenning, er den fortsatt ikke nøyaktig nok til å være tilfredsstillende. For kunde 4 er avviket mindre enn for kunde 10, men formen på spenningsprofilen for kunde 4 ser ikke ut til å ha noen sammenheng med AMS-spenningen. Derimot er det likheter i formen på spenningsprofilene for kunde 10. Det observeres at de to grafene ser ut til å ha en tidsforskyvning i forhold til hverandre.

7.4.2 Justering av tidsstempling

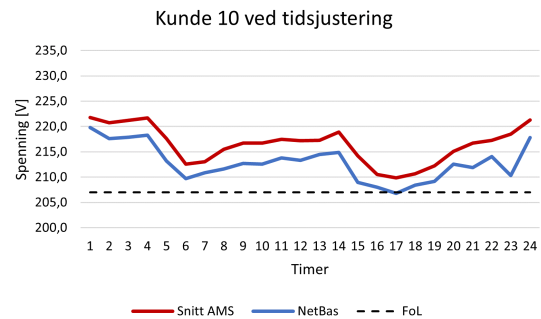
Forskyvningen mellom grafene i Figur 22 undersøkes nærmere for å finne en mulig forklaring. AMS-data for henholdsvis last og spenning er ikke hentet ut samtidig, og det kan se ut som at gjennomsnittet av AMS-spenningen fra Azure ligger to timer foran last-dataene. Etter verifisering fra Elvia viser det seg at lasten har tidsstemplig CET +2, mens spenningen fra Azure er referert til CET. Selv om ingen av disse tidene samsvarer med norsk vintertid (CET+1), bekrefter dette antakelsen om forskyvning.

For enkelhetsskyld tas det heretter utgangspunkt i de allerede implementerte last-dataene med CET +2. Azure-verdiene for de to siste timene av analysen forkastes,

og de resterende timene forskyves to timer bakover. Deretter hentes nye verdier ut fra Azure for spenningene i de to første timene. Det er ikke gjort endringer i NetBas, så lastflyten er identisk med Kapittel 7.4.1. Figur 23 og 24 viser hvordan spenningene fra modellen nå passer bedre med gjennomsnittet av AMS-spenning for kunde 4 og 10.



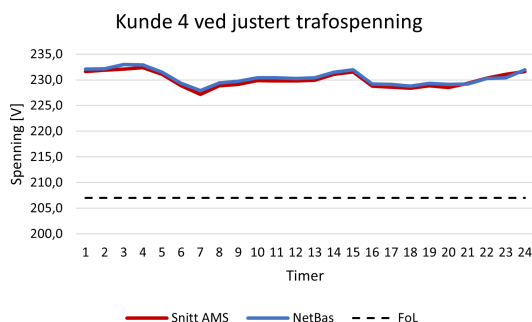
Figur 23: Snittspenning fra AMS og NetBas-spenning etter justert trinnstilling på transformator og tidsforskyvning for kunde 4.



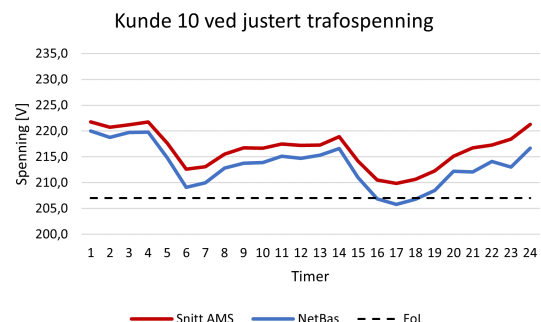
Figur 24: Snittspenning fra AMS og NetBas-spenning etter justert trinnstilling på transformator og tidsforskyvning for kunde 10.

7.4.3 Modifisering av transformatorspenning

En nærmere undersøkelse av transformatorspenningen viser at denne spenningen ikke er stiv, men varierer over døgnet. Spenningsverdier for hver fase og gjennomsnittet av fasene for transformatoren er vist i Vedlegg D. For å få et mer korrekt utgangspunkt implementeres gjennomsnittet av AMS-spenningen på transformator i NetBas for hver time. Dette gjøres ved å spesifisere transformatorspenningen for hver time før lastflytberegninger, slik at spenningen er stiv under hver analyse, men varierer fra time til time. Trinnstillingen på transformator er ikke lenger av betydning ettersom spenningen fikses til en gitt verdi. Figur 25 og 26 viser resultatet av lastflytberegningene for kunde 4 og 10.



Figur 25: Snittspenning fra AMS og NetBas-spenning etter modifisert transformatorspenning for kunde 4.



Figur 26: Snittspenning fra AMS og NetBas-spenning etter modifisert transformatorspenning for kunde 10.

For kunde 4 er det stor likhet mellom resultatene fra modellen og gjennomsnittet fra AMS-spenningen. På det meste er det et avvik på 0,9 V (0,39%) høyere spenning i NetBas i time 3. For kunde 10 er avviket større, fra 1,5 V (0,69%) for lavt til 5,5 V (2,5%) for lavt på det meste.

7.4.4 Modifisering av impedans i ledere

Som forklart i kapittel 4.2.1, vil spenningsfallet over en leder påvirkes av impedansen i lederen. Den lave spenningen i modellen kan dermed være forårsaket av for høy impedans i forhold til i virkeligheten. Dersom kabel- eller linjelengdene i NetBas er for store vil dette føre til en overestimering av impedansen. Det gjelder også dersom ledertverrsnittene i NetBas er mindre enn i realiteten. En tredje faktor som påvirker impedansen er ledertemperaturen. Resistansen varierer med ledertemperaturen etter sammenhengen

$$R(T_{akt}) = R(T_{ref}) \cdot (1 + k1(T_{akt} - T_{ref})) \quad (5)$$

$R(T_{akt})$ er resistansen ved aktuell ledertemperatur T_{akt} .

$R(T_{ref})$ er resistansen ved referansetemperaturen T_{ref} .

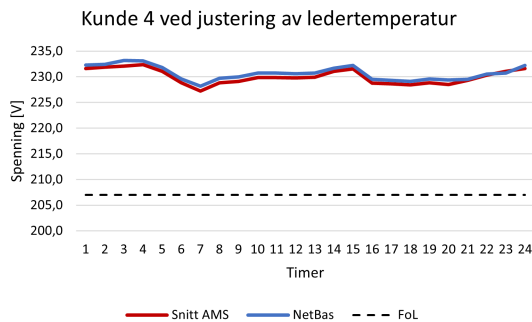
$k1$ er en konstant for resistansens temperaturavhengighet, satt til 0.004 som standardverdi i NetBas. Dette er en forenkling som gjelder for alle ledermaterialer i NetBas.

Det er derfor ønskelig å undersøke hvorvidt linjelengde, tverrsnitt og ledertemperatur reflekterer virkeligheten i NetBas-modellen.

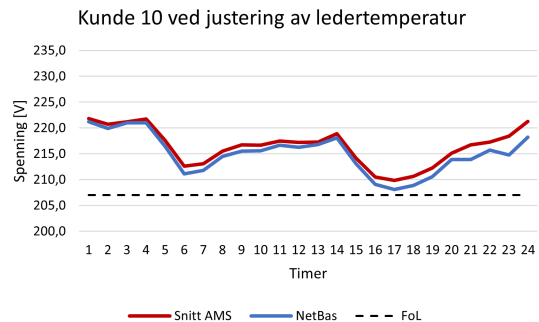
I NetBas er det oppgitt både geometrisk lengde (luftlengde) og total lengde. Spesielt kabler som legges opp i stolper, vil ha en noe lengre total lengde. Etter en sammenlikning av linjelengdene i NetBas, virker lengde-verdiene realistiske, og det er derfor ingen grunn til å justere på disse kun for å få spenningen i modellen til å passe bedre. Montører i Elvia kan også bekrefte at tverrsnittene som er oppgitt i NetBas stemmer overens med virkeligheten.

Ledertemperaturen i NetBas er som standard satt til 20 °C som forutsetning for lastflytberegninger for alle ledere. Værhistorikk fra Yr viser at den gjennomsnittlige lufttemperaturen var -3.8 °C den dagen. I følge et studie utført av Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) [28], vil ledertemperaturen i uisolerte luftnett bestemmes av balansen mellom varmeutvikling på grunn av ohmske tap og aktuell kjøleeffekt. Den aktuelle kjøleeffekten kan avhenge av omgivelsestemperatur, samt vær- og vindforhold. Det er derfor grunn til å anta at en ledertemperatur på 0 °C kan være et realistisk anslag når det er minusgrader. Dette har også blitt bekreftet som et realistisk anslag etter samtale med Elvia. For jordkabler vil bakketemperaturer mest sannsynlig ikke synke under 0 °C, så disse vil kunne ha en høyere ledertemperatur enn luftledninger.

Siden muligheten for å endre ledertemperatur for hver enkelt leder i NetBas er begrenset, settes 0 °C som forutsetning for videre beregninger. Resultatet av de nye spenningsverdiene for kunde 4 og 10 er vist i Figur 27 og 28.



Figur 27: Resultat av lastflytberegninger for kunde 4 når ledertemperatur er satt til 0 °C.



Figur 28: Resultat av lastflytberegninger for kunde 10 når ledertemperatur er satt til 0 °C.

For kunde 4 fører temperaturkorreksjonen til et litt større avvik, mens for kunde 10 er avviket noe redusert. For time 17, som er dimensjonerende for modellen, har kunde 10 et avvik på -1.7 V (-0.83%). Dette er under målet på 1% nøyaktighetsgrad, som definert under forutsetningene for analysen. Den digitale tvillingen er dermed tilstrekkelig nøyaktig sammenliknet med gjennomsnittsspenningen fra AMS. Det kan observeres at NetBas-spenningen avviker betydelig mer fra time 21 til 24 enn ellers i modellen. Dette vil gi et større avvik ved analyser i dette tidsrommet.

7.5 Analyse og korreksjon av usymmetri

Når kalibreringen av modellen viser tilfredstillende og samsvarende spenningsvariasjoner, er det ønskelig å se nærmere på hvordan usymmetrien i spenningen påvirker den digitale tvillingen. Siden den digitale tvillingen per nå bare gir tilnærmet gjennomsnittsspenningen av målt L1, L2 og L3, vil den ikke nødvendigvis gi svar på når det er brudd på FoL.

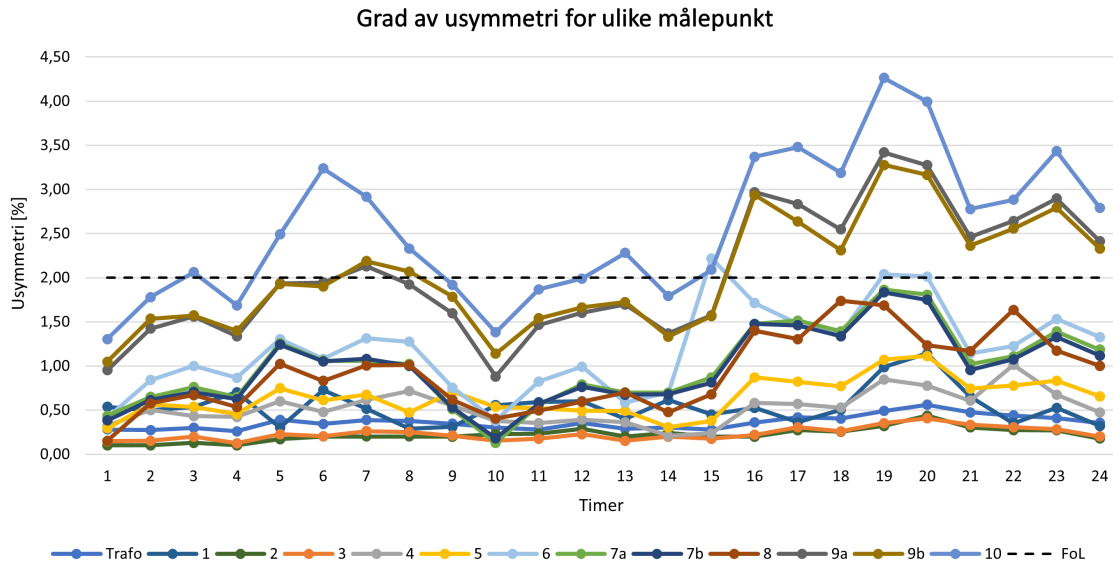
I utgangspunktet simulerer NetBas en hundre prosent symmetrisk krets, som i realiteten ikke er tilfellet. Dette illustreres i spenningsverdiene utskrevet fra AMS-måleren og i beregningene av usymmetri som er presentert i Vedlegg E.

Til nå er det blitt sett på hvordan spenningen i knutepunktene i NetBas skal samsvare med snittspenningen for alle tre fasene i AMS-måleren. Dette har blitt gjort som et utgangspunkt for videre utvikling og testing av modellen. Som nevnt i avsnittet ovenfor er det å justere ned NetBas-spenning tilnærmet minste målte fasespenning et svært viktig mål for å kunne identifisere brudd på FoL.

7.5.1 Identifisering av usymmetri i kretsen

I kretsen finnes det totalt 13 målepunkt (inkludert transformator), hvorav to av sluttbrukerne har to aktive AMS-målere hver. Formlene for å beregne usymmetri,

likning (3) og (4), anvendes for å undersøke hvordan usymmetrien endrer seg for hvert knutepunkt. På denne måten blir det også fremhevet i hvilket punkt usymmetrien generelt er størst. Figur 29 viser en oversikt over graden av usymmetri i de ulike målepunktene for hver time i analysedøgnet.



Figur 29: Usymmetri for hvert målepunkt i kretsen målt over et døgn.

Kunde 10, som er lokalisert lengst borte fra transformatoren, har størst grad av usymmetri, samt størst variasjon i usymmetrien over døgnet. Flere av kundene har dessuten spenningsverdier som bryter med grensen i FoL på 2% usymmetri. Usymmetrien har en topp rundt kl 6 om morgenen og på ettermiddagen for alle kundene. Selv om usymmetrien utvikler seg litt forskjellig fra kunde til kunde, ser det ut til å være en sammenheng mellom de timene usymmetrien er stor, og de timene spenningsfallet er høyt.

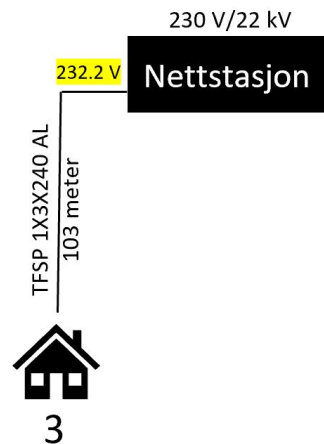
7.5.2 Undersøkelse av spenningsfall i symmetrisk vs usymmetrisk trefasenett

Spenningen i NetBas vil i flere tilfeller avvike fra virkeligheten, som resultat av at usymmetrien i nettet blir utelatt. Det er derfor valgt å utføre et testcase for å illustrere problematikken dette kan medføre for den digitale tvillingen.

I time 17 er spenningen på fordelingstransformatoren 232.2 V. Som tidligere forklart, er denne spenningen satt som stiv, som forutsetning av at AMS-målingene og NetBas-modellen skal ha samme utgangspunkt. Det tas utgangspunkt i en kunde som er lokalisert nær fordelingstransformatoren, og bare ligger en linjelengde borte.

Kunde 3 er lokalisert 103 meter borte fra transformatoren, med TFSP 1X3X240 AL som ledertype og -tverrsnitt. Kabelen har en resistans og reaktans på henholdsvis

0.0128Ω og 0.0074Ω. Overført aktiv- og reaktiv effekt er henholdsvis 52,2 kW og 0,4 kVAr. Gjennomsnittsspenningen basert på AMS-verdier er beregnet til 229,2 V fra L1, L2 og L3. NetBas oppgir derimot en spenning på 229.3 V i samme time.



Figur 30: Kunde 3 i demokretsen.

Med overført aktiv- og reaktiv effekt kan en beregne spenningsfallet for en trefaselast med likning (6):

$$\Delta U = \frac{1}{U_L} \cdot (P \cdot R + Q \cdot X) \quad (6)$$

Setter så inn verdier,

$$\Delta U = \frac{1}{232.2V} \cdot (52.2kW \cdot 0.0128\Omega + 0.4kW \cdot 0.0074\Omega)$$

som gir

$$\Delta U = 2.890267V$$

Spenningen ved kunde 10 blir da, som ventet, 229.3 V.

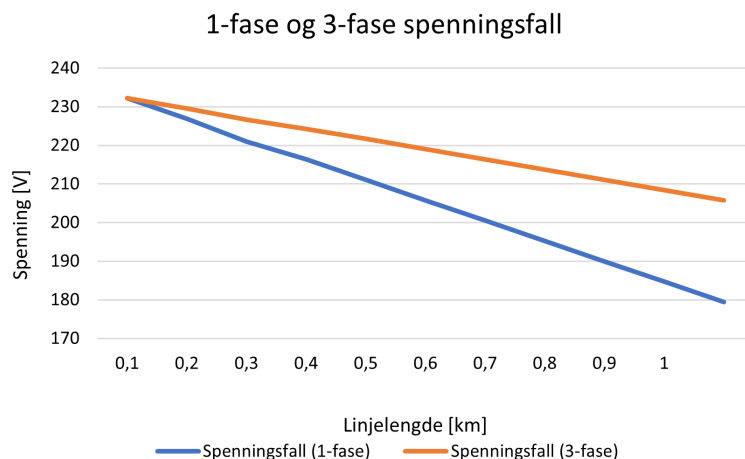
I dette tilfellet er ikke forskjellen mellom målt gjennomsnittsspennning og NetBas-spenningen veldig stor. Likevel, kan dette endre seg etterhvert som usymmetrien øker utover på radialen. Dette illustrerer at spenningsverdiene i NetBas burde ligge over gjennomsnittet av målte linjespenninger, selv om det kan observeres i kapittel 7.4.4 at dette ikke er tilfellet.

7.5.3 Undersøkelse av énfase og trefase spenningsfall som funksjon av lengde

Videre, sammenlignes spenningsfall ved enfaselast og trefaselast som funksjon av linjelengde for å illustrere påvirkningen av usymmetriske laster i nettet. Enfase spenningsfall oppstår når en last er koblet til to faser i stedet for tre faser. Spenningsfall ved enfaselast uttrykkes med:

$$\Delta U = \frac{2}{U_L} \cdot (P \cdot R + Q \cdot X) \quad (7)$$

Som eksempel benyttes samme ledertype og -tverrsnitt som i eksempelet ovenfor. TFSP 1x3x240 har en resistans og reaktans på henholdsvis $0.125\Omega/\text{km}$ og $0.072\Omega/\text{km}$. Det vil si at når linjelengden øker, vil også impedansen i linjen øke. Avstanden bestemmes til å være 1 km, hvor spenningsfallet beregnes for hver 100 meter. I dette tilfellet er overført aktiv- og reaktiv effekt er satt til 47.2 kW og 3.2 kVAR. Sammenligningen av enfase og trefase spenningsfall er presentert i Figur 31.



Figur 31: Sammenligning av enfase og trefase spenningsfall.

Figur 31 understreker at etterhvert som lengden, eller impedansen, på kabelen økes, vil også forskjellen på enfase og trefase spenningsfall øke. Et usymmetrisk nett, vil altså ha et høyere spenningsfall enn et helt symmetrisk nett.

7.5.4 Sammenheng mellom avstand fra transformator og usymmetri

Det er tydelig at usymmetrien øker utover i radialen. Derfor undersøkes det om det er en sammenheng mellom avstand fra fordelingstransformator og usymmetri langs en radial. For å lage en korreksjonsfaktor som gjelder for andre digitale tvillinger, må det først undersøkes om en eventuell sammenheng mellom

usymmetri og avstand fra transformator også gjelder for andre, tilsvarende kretser. På denne måten kan usymmetrien for en vilkårlig kunde potensielt estimeres.

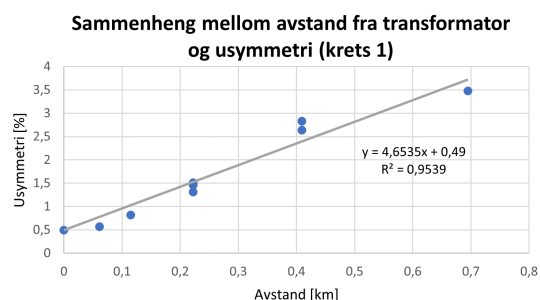
Spenningsverdier for 7. februar 2020 hentes fra Azure for en annen krets med 7 aktive kunder på den ene radialen. For ytterste sluttbruker, angir NetBas en topolt korslutningsstrøm lik 0.249 kA. Denne kretsen kalles "krets 2", og analysekretsen refereres til som "krets 1".

Usymmetrien i tunglast-timen beregnes for hver kunde i de to kretsene. For krets 1 er dette i time 17, mens det er time 6 som er dimensjonerende for krets 2. Argumentet for å benytte tunglast-timen for hver krets er at det er den laveste spenningen som er viktigst å korrigere med god nøyaktighet. En korreksjonsfaktor som er gyldig for timen med størst spenningsfall vil dermed kunne benyttes på hele analyseperioden, noe som vil forenkle beregningene betraktelig sammenliknet med å finne en individuell korreksjonsfaktor for hver time.

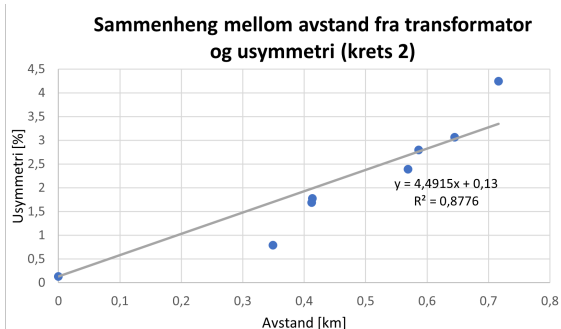
Ved å sette opp et punktdiagram, som brukes til å vise relasjonen mellom usymmetri og avstand fra transformator, kan lineærregresjonen finnes for de to kretsene. Dersom det finnes en sammenheng kan gjennomsnittet for de to funksjonene fungere som en standardisert verdi for begge kretsene, og om mulig, andre kretser med enfaselaster i samme størrelsesskala. Som vist i Figur 13, reduseres også tverrsnittet på linjene og kablene langs radialen. Det vil si at motstanden, eller den elektriske avstanden, også øker etterhvert som en kommer lenger ut på radialen.

En lineærregresjon brukes for å finne sammenhengen mellom avhengige og uavhengige variabler ved bruk av en rett linje. Linjen beskrives med en funksjon, og bestemmelseskoeffisienten R^2 er et mål på hvor nær datasettet er linja. Bestemmelseskoeffisienten er definert i intervallet mellom 0 og 1, hvor 0 indikerer dårlig sammenheng mellom linja og datapunktene, og 1 indikerer 100% sammenheng. Generelt, er en lineærregresjon med R^2 større enn 0.7 ansett som veldig godt sammenhengende [29].

Resultatet av lineærregresjon med utgangspunkt i punktdiagrammene for krets 1 og 2 er presentert under i Figur 32 og 33. Punktdiagrammene viser grad av usymmetri (y-akse) fordelt på fysisk avstand fra fordelingstransformatoren (x-akse).



Figur 32: Sammenheng mellom fysisk avstand fra transformator og usymmetri for krets 1.



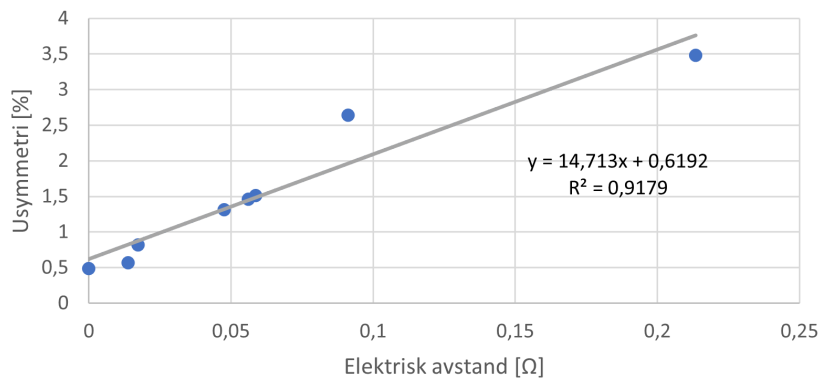
Figur 33: Sammenheng mellom fysisk avstand fra transformator og usymmetri for krets 2.

Som vist i Figur 32 og 33 har de to kretsene relativt få nettkunder. Nettkundene er fordelt over en avstand på omtrent 0,7 km, hvor usymmetrien i hver fordelingstransformator er satt som korrigert skjæringspunkt for regresjonen. Usymmetrien på transformatoren i krets 1 og 2 er henholdsvis 0,49% og 0,13%. Dette blir et naturlig utgangspunkt for at usymmetrien ikke skal bli negativ i noen tilfeller. Dessuten gir usymmetrien i transformatoren et representativt bilde av hvordan usymmetrien i dette tilfellet øker fra start til slutt.

Regresjonslinjen for krets 1 er gitt av $y = 4,6535x + 0,49$, der x er avstanden fra transformator i km, og y er graden av usymmetri i prosent for en gitt avstand. Regresjonslinjen for krets 2 er gitt av $y = 4,4915x + 0,13$. De to kretsene har en R^2 lik henholdsvis 0,9539 og 0,8776, som viser relativt høy korrelasjon og dermed god pålitelighetsgrad for begge funksjonene.

Hypotesen om en sammenheng mellom usymmetri og avstand testes også for elektrisk avstand fra transformator og grad av usymmetri. Den elektriske avstanden er resistansen i linjene og kablene mellom de ulike kundene. Verdiene er hentet ut fra demokretsen i NetBas. Figur 34 viser sammenhengen mellom den elektriske avstanden i ohm, og grad av usymmetri i prosent.

Sammenheng mellom elektrisk avstand og usymmetri (krets 1)

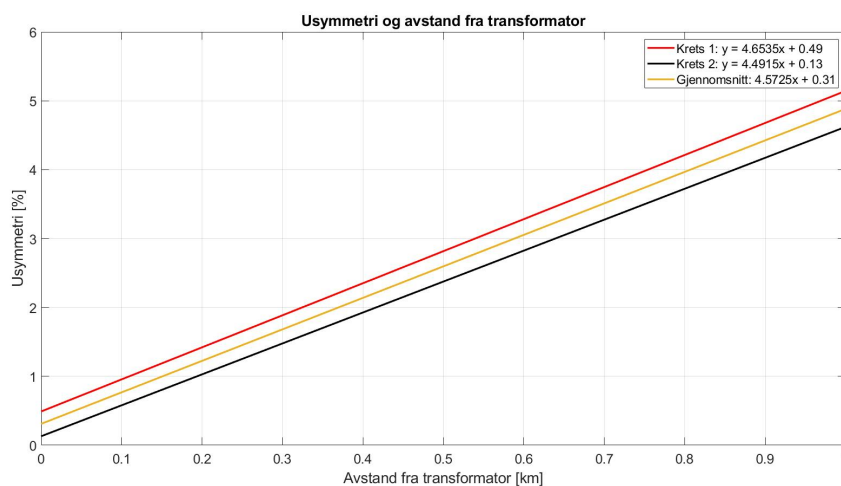


Figur 34: Sammenheng mellom elektrisk avstand fra transformator og usymmetri for krets 1.

Figur 34 viser at det også finnes en sammenheng mellom elektrisk avstand og usymmetri i kretsen. Bestemmelseskoefisienten R^2 er i dette tilfellet også svært god.

Siden bestemmelseskoefisienten R^2 er best når det gjelder sammenhengen mellom fysisk avstand fra transformatoren og grad av usymmetri i kretsen, vil denne sammenhengen benyttes videre i rapporten.

For å sammenligne de to regresjonslinjene for krets 1 og 2, plottes funksjonene sammen i Figur 35, som vist nedenfor.



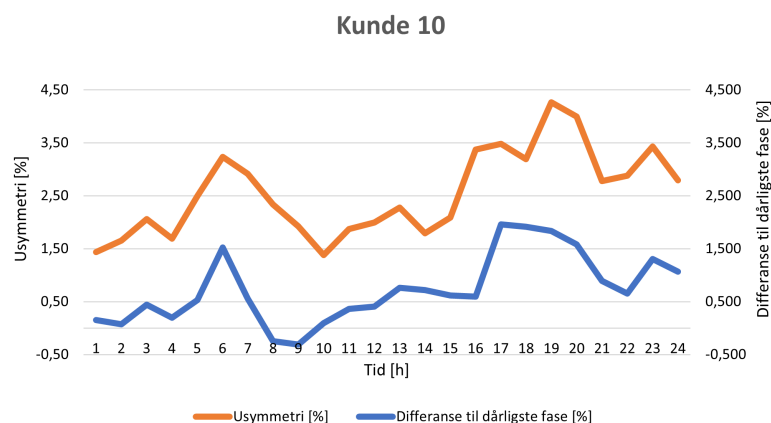
Figur 35: Sammenligning av regresjonslinjer for krets 1 og krets 2 hvor grad av usymmetri som funksjon av fysisk avstand fra transformator.

I Figur 35 kommer det frem at funksjonene for grafene er forholdsvis like, noe som argumenterer positivt for etablering av en standardisert funksjon for korreksjon. Gjennomsnittsfunksjonen mellom de to regresjonslinjene for krets 1 og 2 er $y = 4.5725x + 0.31$, som viser at usymmetrien i kretsene vil øke lineært som en funksjon av avstanden. Det er viktig å påpeke at usymmetrien ikke vil øke til uendelig som funksjon av avstanden.

7.5.5 Korreksjonsfaktor for usymmetri

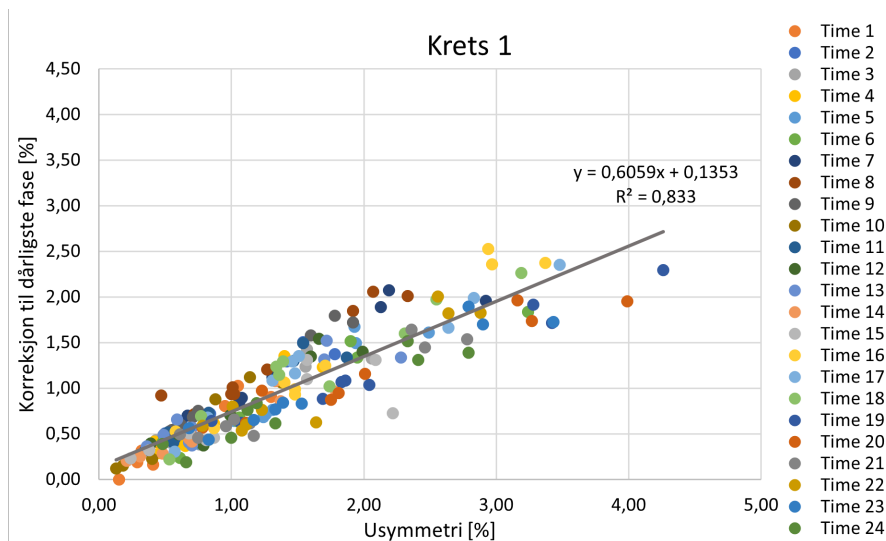
Det er ønskelig å undersøke hvorvidt det også er en sammenheng mellom usymmetrien og differansen mellom målt snittspenning og målte dårligste fase. En slik sammenheng vil kunne benyttes til å korrigere for dårligste fase for spenningsverdiene i modellen.

Først undersøkes dette for kunde 10 i analysekretsen. AMS-spenningene for hver fase brukes til å finne forskjellen mellom gjennomsnittet og den dårligste fasen for hver time hos kunde 10. Denne forskjellen er gitt i prosent av gjennomsnittet. Deretter sammenliknes dette med usymmetrien. Figur 36 viser hvordan de to grafene utvikler seg. Forskjellen mellom snittspenning og dårligste fase har i likhet med usymmetrien en topp i de timene med størst spenningsfall.



Figur 36: Sammenheng mellom grad av usymmetri og differanse mellom snitt og fase med lavest gjennomgående spenning.

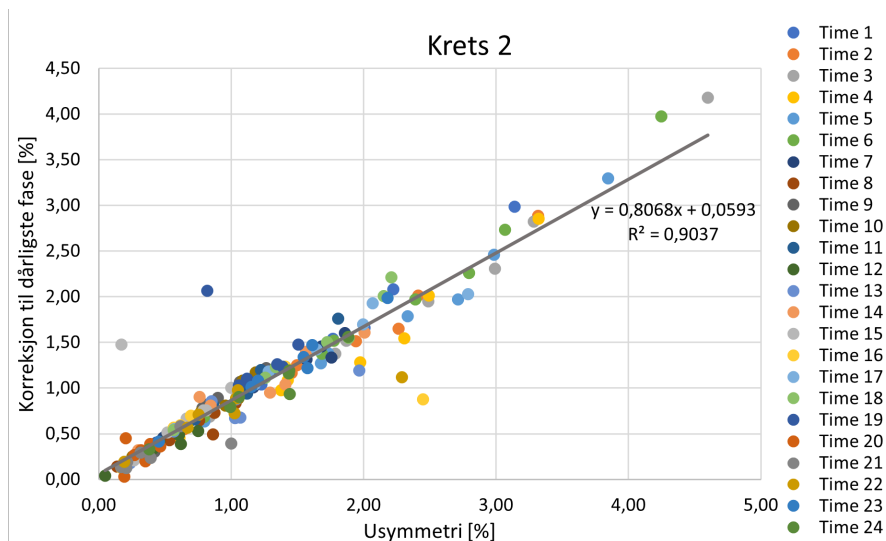
For å undersøke om dette også er tilfellet for de andre kundene i analysekretsen, lages et regresjonsplot der usymmetri og differansen mellom målt snittspenning og dårligste fase. Disse plottes mot hverandre for alle kundene over analysedøgnet. Figur 37 viser resultatet.



Figur 37: Regresjonsplot av usymmetri og prosentvis differanse mellom snittspenning og dårligste fase for krets 1.

En lineær regresjon over alle punktene er også plottet, gitt av $y = 0,6059x + 0,1353$. Her er x graden av usymmetri i prosent, og y er differansen mellom dårligste fase fra AMS, og gjennomsnittet av de tre linjespenningene fra AMS. Linjen har en bestemmelseskoeffisient på $R^2 = 0,833$, altså en korrelasjonskoeffisient på $R = 0,91$. Dette tilsvarer en høy grad av samsvar mellom usymmetri og differanse til dårligste fase. Sammenhengen gitt av regresjonslinja vil altså kunne gi en god korreksjonsfaktor for den dårligste fasen dersom usymmetrien er kjent. Det kan samtidig observeres at avviket mellom punktene og linja generelt øker med økende usymmetri. For den dimensjonerende timen vil kunde 10 ha en usymmetri på 3.48%. Dette medfører et avvik på 0.11%. Maksimalt avvik for alle punktene er 0.72%.

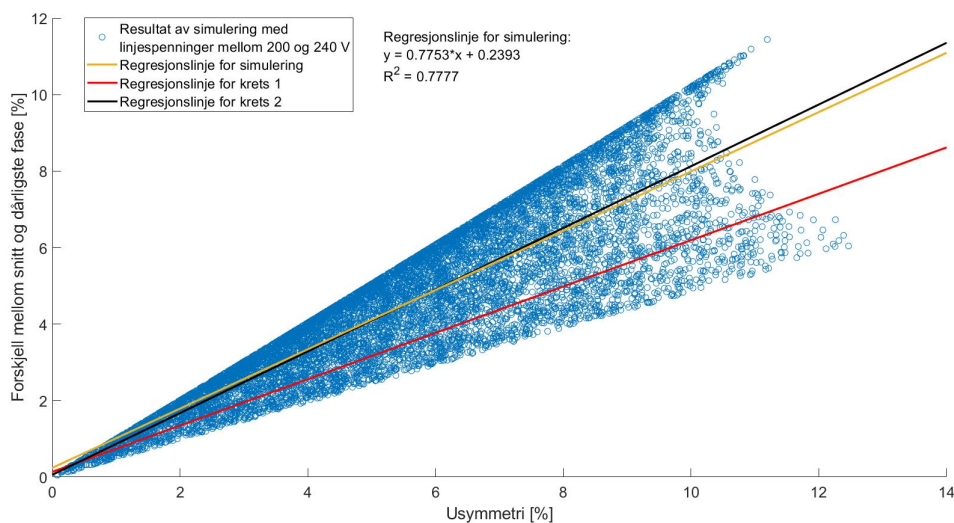
Videre undersøkes det om denne sammenhengen også gjelder for krets 2. Verdier for usymmetri og differanse til dårligste fase i prosent beregnes for alle kundene. Sammenhengen mellom de to faktorene for krets 2 er vist i Figur 38.



Figur 38: Regresjonsplot av usymmetri og prosentvis differanse mellom snittspenning og dårligste fase for krets 2.

Regresjonslinja for krets 2 er i dette tilfellet gitt av $y = 0.8068x + 0.0593$, med bestemmelseskoeffisient $R^2 = 0.9037$. Dette tilsier en enda bedre korrelasjon enn for krets 1.

Som presentert i både Figur 37 og 38 finnes det en estimert lineær sammenheng i begge kretsene underbygget av en relativt høy bestemmelseskoeffisient. Funksjonene avviker noe fra hverandre, men ikke nok til å forkaste teorien. Det er derfor gjort en undersøkelse for å påregne hvor mye slike funksjoner teoretisk sett kan avvike fra hverandre. Dette er gjort ved å utføre en Monte Carlo-simulering. Monte Carlo-simulering er en matematisk teknikk som beregner et antall vilkårlig utfall i en prosess. Teknikken er en stokastisk metode som kombinerer et statistisk problem med en virtuell representasjon av problemet. Simuleringen tar utgangspunkt i en beslutningsvariabel som skal undersøkes, og brukes som et verktøy for å danne en fordeling, eller et område, av resultatene [30]. Resultatet kan variere avhengig av ulikheten i variablene. Matlab-kode for Monte Carlo-simuleringen er vist i Vedlegg F, og resultatet vises i Figur 39.



Figur 39: Monte Carlo-simulering med 10 000 utfall av sammenheng mellom usymmetri og forskjell mellom snittspenning og dårligste fase.

Figur 39 viser en Monte Carlo-simulering med 10 000 ulike utfall. Beregningene er utført ved at linjespenningene L1, L2 og L3 trekkes tilfeldig i et intervall mellom 200 og 240 V, hvor usymmetrien er beregnet ved likningene (3) og (4) presentert i kapittel 4.4.2. Regresjonslinjen for simuleringen er $y = 0.7753x + 0.2393$, hvor y gir en prosentvis korreksjonsfaktor for NetBas-spenningen til fasen med lavest spenning. I tillegg er regresjonslinjene for krets 1 og 2 fra Figur 37 og 38 vist til sammenlikning. Linjen for krets 2 er svært lik den fra simuleringen, mens det er et større avvik til regresjonslinjen for krets 1. Likevel er også linjen for krets 1 innenfor det blå utfallsområdet.

I følge simuleringen kan regresjonslinjen for en gitt krets spenne fra $y = 0.49x$ til $y = x$. Usikkerheten gitt av avviket mellom den gule linjen og ytterkantene øker med usymmetrien. Dersom regresjonslinjen fra simuleringen anvendes på en vilkårlig krets vil det gi et maksimalt avvik på omtrent 3.7% ved en usymmetri på 12%. Så store verdier for usymmetri er ikke realistisk, men selv om FoL brytes ved 2% viser Figur 37 og 38 at opptil 5% usymmetri kan oppstå i tunglast uten at dette allerede er oppdaget og utbedret.

En korreksjonsfaktor for den dårligste fasen i den dimensjonerende timen kan altså finnes ved å først finne estimert usymmetri basert på avstand fra transformator, og deretter bruke denne til å finne korreksjonen. Dette kan gjøres ved hjelp av den generelle tilnærmingen gitt ved de gule regresjonslinjene i Figur 35 og 39, eller individuelt ved funksjonene gitt for kretsen i den digitale tvillingen.

7.6 Testing av modell

Fase 5 av metodikken, presentert i kapittel 6.3.4, fokuserer på å teste ut den kalibrerte modellen i NetBas for korrigerende av spenningsverdiene. Som tidligere

vist i Figur 28, blir den endelige simulerte spenningen i NetBas tilnærmet lik snittspenningen fra AMS-målingene i tre faser, der snittspenningen ikke nødvendigvis vil gi korrekt indikasjon på når spenningen bryter med FoL. Korreksjonen blir testet på kunde 10 fordi denne sluttbrukeren opplever de laveste spenningsverdiene.

Med utgangspunkt i den kalibrerte NetBas-modellen, skal den simulerte NetBas-spenningen justeres med en korreksjonsfaktor for å samsvare med lavest målt spenning fra AMS-målingene. For kunde 10 tilsvarer dette fase L1. Den laveste målte spenningen over det gitte døgnet er 204,9 V i time 17. Korreksjonen blir testet med både generell og individuell tilnærming for å undersøke den faktiske differansen. Den generelle tilnærmingen tar utgangspunkt i gjennomsnittsfunksjonene fra de to kretsene for å finne usymmetri, og deretter regresjonslinja fra Monte Carlo-simuleringen for å finne prosentvis forskjell fra snittspenning til dårligste fase. Den individuelle tilnærmingen anvender funksjonene som hører til den bestemte kretsen for dette caset (krets 1).

Regresjonslikningene fra kapittel 7.5.4 og 7.5.5 kan formuleres som følgende estimerings- og korreksjonsfaktorer:

- $E_{usym}(\text{krets 1}) = 4.6535 \cdot l + 0.49$
- $E_{usym}(\text{generell tilnærming}) = 4.5725 \cdot l + 0.31$
- $K_{avvik}(\text{krets 1}) = 0.6059 \cdot E_{usym}(\text{krets 1}) + 0.1353$
- $K_{avvik}(\text{generell tilnærming}) = 0.7753 \cdot E_{usym}(\text{generell tilnærming}) + 0.2393$

Her er $E_{usym}(\text{krets 1})$ estimatet av usymmetri i prosent for krets 1, som funksjon av lengden l , gitt i km. Tilsvarende, er $E_{usym}(\text{generell tilnærming})$ estimatet av usymmetri for en vilkårlig krets, som funksjon av lengden. $K_{avvik}(\text{krets 1})$ er korreksjonsfaktoren for krets 1, som gir avviket til dårligste fase i prosent. Avviket til dårligste fase for en vilkårlig krets er gitt av korreksjonsfaktoren $K_{avvik}(\text{generell tilnærming})$.

Ved bruk av de presenterte estimerings- og korreksjonsfaktorene, kan usymmetrien og avviket fra dårligste fase beregnes for kunde 10. Med en avstand fra transformatoren på 0.695 km blir resultatene som vist i Tabell 5:

Tabell 5: Resultat av beregnet usymmetri, E_{usym} og avvik til dårligste fase, K_{avvik} , for kunde 10 i time 17.

Generell tilnærming		Krets 1	
$E_{usym}[\%]$	$K_{avvik}[\%]$	$E_{usym}[\%]$	$K_{avvik}[\%]$
3.49	2.94	3.72	2.39

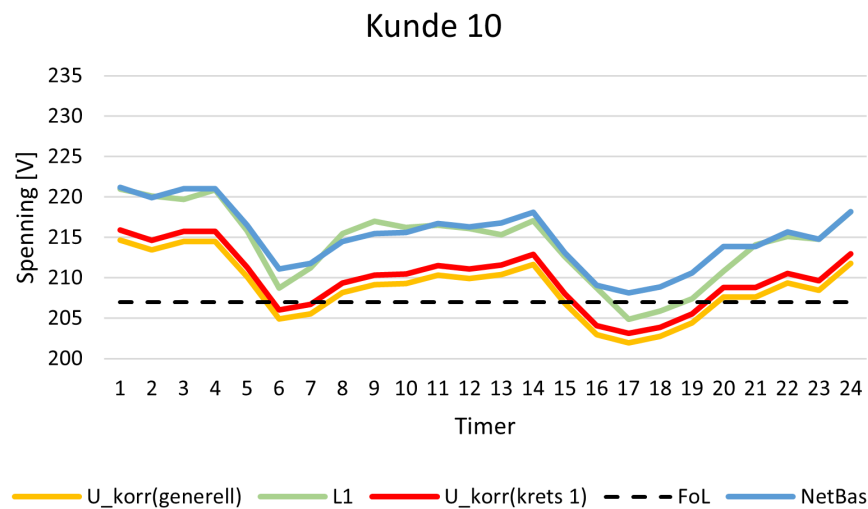
Når det prosentvise avviket fra den dårligste fasen er funnet, kan denne prosentandelen trekkes fra den simulerte spenningen i NetBas. De korrigerte simulerte spenningene uttrykkes dermed som følger:

$$U_{korr}(\text{krets 1}) = U_{NetBas}(1 - K_{avvik}(\text{krets 1}))$$

og

$$U_{korr}(\text{generell tilnærming}) = U_{NetBas}(1 - K_{avvik}(\text{generell tilnærming}))$$

En grafisk presentasjon av resultatet fra korreksjonen av spenningen er vist i Figur 40.



Figur 40: Spenningskurver med korrigert NetBas-spenning ved bruk av beregnet usymmetri og avvik til dårligste fase.

I Figur 40 presenteres målt fasespenning L1 (grønn) fra AMS, spenningen i NetBas fra lastflyt, samt den korrigerede spenningen for de to alternativene. Forskjellen mellom den gule og røde grafen er 1.1 V i time 17. Den justerte spenningen med utgangspunkt i den generelle sammenhengen gir som forventet et litt større avvik enn den justerte spenningen for den individuelle tilnærmingen.

Tabell 6 gir et fullstendig bilde av spenningen i fase L1 og spenningen med individuell- og generell korreksjon for kunde 10. Tilfeller hvor spenningen er under 207 V er markert i rødt.

Tabell 6: Sammenlikning av spenning i dårligste fase for kunde 10 over et døgn. Den første kolonnen viser data fra AMS-målinger, den midterste viser spenningen med individuell korreksjon basert på krets 1, og den siste kolonnen viser spenningen med den generelle korreksjonsmetoden.

Time	$U_{AMS}(L1)$	$U_{korr}(\text{krets 1})$	$U_{korr}(\text{generell tilnærming})$
1	221	215,9	214,7
2	220,1	214,6	213,4
3	219,7	215,7	214,5
4	220,9	215,7	214,5
5	215,8	211,3	210,1
6	208,7	206,1	204,9
7	211,2	206,7	205,6
8	215,5	209,4	208,2
9	217	210,3	209,2
10	216,2	210,4	209,3
11	216,5	211,5	210,3
12	216,1	211,1	209,9
13	215,3	211,6	210,4
14	217,1	212,9	211,7
15	212,6	208,0	206,8
16	208,7	204,1	202,9
17	204,9	203,1	202,0
18	205,9	203,9	202,8
19	207,4	205,6	204,4
20	210,8	208,8	207,6
21	214,1	208,8	207,6
22	215,1	210,5	209,4
23	214,8	209,7	208,5
24	218,2	213,0	211,8

Tabell 6 viser at spenningen i fase L1 bryter med FoL i to tilfeller. I time 17 og 18 er spenningen henholdsvis 204.9 og 205.9 V. Den justerte spenningen med individuell korreksjon bryter med FoL i seks tilfeller, mens den generelle korreksjonen gjør det i sju tilfeller.

Forskjellen på spenningen i L1 og individuell korreksjon i time 17 og 18 er henholdsvis 1.8 og 2 V. Dette gir et avvik på ca. 1%. Når det gjelder den generelle korreksjonen er forskjellen 2.9 og 3.1 V, som gir et avvik på ca. 1.5%. Det er viktig å påpeke at de korrigerede spenningene generelt er lavere enn L1. Dette er en konsekvens av at den samme usymmetrifaktoren er brukt for hele døgnet, noe som ikke vil være tilfellet i virkeligheten. I dette tilfellet er man ute etter å finne den laveste spenningen i de timene hvor det er høyest last, som tilsvarer klokken 17 ± 1 time. Dette kan også gjelde for noen timer på morgenen. Bakgrunnen for dette er forklart tidligere i kapittel 4.3. I Tabell 6 registrerer de korrigerede spenningene brudd på FoL også i time 6 og 7 fordi spenningen allerede er lav i disse timene.

Vedlegg G viser grafer over korrigert spenning for alle kundene på den lengste radialen. Som forventet har kunde 4 generelt minst avvik fra målte verdier, mens kunde 10 har størst avvik.

7.6.1 Skalering med hensyn på 1-minutts RMS-verdier

Hittil er det sett på korreksjon for å estimere spenning i dårligste fase for timesverdier. Videre, er det ønskelig å korrigere spenningen ytterligere for å ta hensyn til kravet i FoL om spenningsgrenser for 1-minutts RMS-verdier.

I "A guide to voltage quality planning", presenterer SINTEF korreksjonsfaktorer for skalering av aktiv last, C_{P1min} , og reaktiv last, C_{Q1min} , for å korrigere fra timesverdier til minuttverdier [31]. De foreslåtte faktorene, som er basert på observasjoner fra 2009 til 2011, er $C_{P1min} = 0.112$ og $C_{Q1min} = 0.117$.

Fra likning (6) og (7), kan det observeres at det er en lineær sammenheng mellom aktiv og reaktiv last, og spenningsfall. For case-området er den reaktive effekten relativt liten i forhold til aktiv effekt. Ved å neglisjere virkningen av reaktiv effekt, vil korreksjonsfaktoren C_{P1min} være direkte proporsjonal med spenningsfallet, slik at spenningsfallet kan skaleres med den samme faktoren. Det betyr at det maksimale, gjennomsnittlige spenningsfallet over ett minutt, er 11.2 % høyere enn gjennomsnittlig spenningsfall for den samme timen.

Det maksimale, gjennomsnittlige spenningsfallet over ett minutt for time 17 er beregnet for de ulike spenningskurvene. Utrekningene er vist i Vedlegg H, og Tabell 7 viser de resulterende spenningsverdiene.

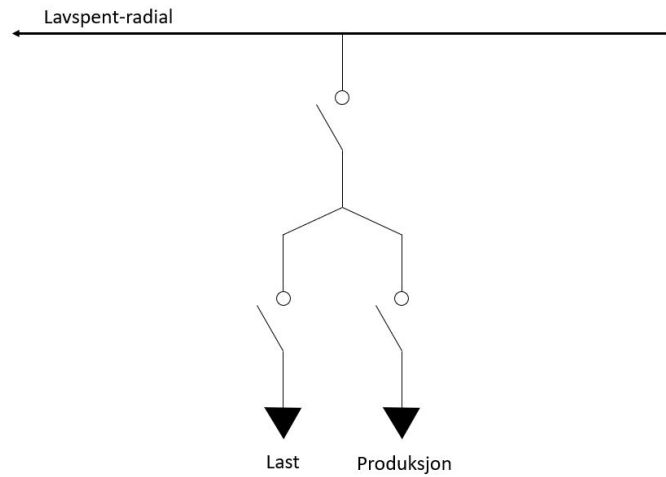
Tabell 7: Spenningsverdier for time 17, skalert for dårligste 1-minutts RMS-verdi.

$U_{AMS,1min}(L1)$	$U_{korr,1min}(\text{krets } 1)$	$U_{korr,1min}(\text{generell tilnærming})$
201.8 V	199.8 V	198.6 V

Tabellen viser at den laveste 1-minuttsverdien for målt L1, gitt av $U_{AMS,1min}(L1)$, er 201.8 V. For den individuelt korrigerende spenningen, er den laveste 1-minuttsverdien, $U_{korr,1min}(\text{krets } 1)$, lik 199.8 V. Tilsvarende er $U_{korr,1min}(\text{generell tilnærming})$ 198.6 V.

7.7 Modellering av demo-komponenter

For dette caset må et batteri modelleres og tilknyttes lastflytmodellen. NetBas har ingen egen funksjon for implementering av batterier i analysemodulen. Etter anbefaling av Powel må de respektive batteriene derfor legges inn som en kombinasjon av last og produksjon. Last representerer lading av batteriet, mens produksjon representerer utladning til kretsen. Modelleringen kan gjøres ved hjelp av lastbrytere, som vist i Figur 41. Ved å kombinere bryterstillingene på de tre bryterene, vil batteriet være i henholdsvis hvilemodus, under utladning eller under ladning. Både last og produksjon kan modelleres som lastobjekter, med negativ last for å simulere produksjon.



Figur 41: Eksempel på modellering av nettbatteri i NetBas med last, produksjon og lastbrytere.

Dersom det er ønskelig å sammenlikne batteriet med andre demo-komponenter, kan disse også implementeres i lastflytmodellen.

8 Evaluering av metodikk

I dette kapitlet vil prosjektets funn, metoder og utfordringer drøftes og oppsummeres.

8.1 Forutsetninger og avvik

Under anvendelse av metodikken i kapittel 7, gjøres en rekke forutsetninger og antakelser som kan ha betydning for sluttresultatet. Antakelser er ofte nødvendige for å forenkle komplekse eller tidkrevende operasjoner, men kan også være et resultat av begrensninger i simuleringsverktøyet.

En antakelse som gjøres, er at impedansen i lederne kan modifiseres i form av temperaturkorrigering. Dette baseres på at omgivelsestemperaturen var i gjennomsnitt -3.8°C den gitte dagen. Ledertemperaturen kan også påvirkes av vind, som kan bidra til å senke den ytterligere. Det er tatt utgangspunkt i en kald vinterdag i februar, og korreksjonen ble derfor satt til 0°C , som et estimat på antatt gjennomsnittlig ledertemperatur.

I NetBas blir ledertemperaturen endret for alle linjene og kablene i kretsen, men i realiteten vil ikke temperaturen være lik for alle. Dette kan avhenge av for eksempel varierende vindhastighet i de forskjellige områdene, men også hvor mye strøm som går gjennom kabelen eller linjen. En linje med større tverrsnitt, og derfor høyere strømføringssevne, vil generere mer varme. På denne måten, vil kjøleeffekten av omgivelsestemperaturen være mindre, og ledertemperaturen vil dermed bli høyere. Antakelsen om 0°C som ledertemperatur gjorde at spenningen fra lastflyt i NetBas lignet mer på gjennomsnittsspenningene fra målte AMS-verdier. Likevel, ble NetBas-spenningen noe lavere enn AMS-spenningen. Som vist i testcasen i underkapittel 7.5.2, er egentlig spenningen i NetBas forventet noe høyere enn gjennomsnittet til målt L1, L2 og L3, som følge av neglisjert usymmetri. Dette er derfor noe som må undersøkes nærmere.

Som forutsetning for utvikling av den generelle korreksjonsfaktoren for usymmetri, gjøres en antakelse om at de to analyserte kretsene er representative for en generell sammenheng. I de to radialene, viste usymmetrien seg å øke mer eller mindre lineært som en funksjon av lengden på radialen. Likevel, vil ikke usymmetrien i en krets alltid være forutsigbar, og kan avhenge av flere hendelser rundt om i nettet. Dersom en husholdning for eksempel disponerer større laster som bare belaster to av fasene, kan usymmetrien i kretsen forandre seg som følge av dette. I tillegg kan det oppstå situasjoner der noen av kundene blir produsenter av kraft, for eksempel ved solceller. Dette kan også bidra til å øke skjevfordelingen av lasten. Som resultat, kan usymmetrien få en mer ulineær trend langs radialen.

Det antas at timesverdier for spenning kan skaleres for å ta høyde for maksimal, gjennomsnittlig 1-minuttsverdi. Etter skalering, er korrigeret spenning med generell tilnærming $U_{korr,1min} = 198.6\text{ V}$, med en forskjell fra U_{korr} på 3.4 V . Siden denne spenningen er den laveste over hele analyseperioden, og dermed oppnår størst 1-minutts skalering, vil ingen andre spenningsverdier i casen skaleres med mer enn 3.4 V . Timesverdier som er under 207 V indikerer allerede brudd på

FoL. Ved å vite at maksimal 1-minutts skalering er 3.4 V for kretsen, vil mest sannsynlig alle timesverdier over 210.4 V være innenfor FoL for alle gjennomsnittlige minuttverdier. Samtidig, indikerer dette at timesverdier under 210.4 V mest sannsynlig bryter FoL. Dette kan være nyttig for nettselskapene ved for eksempel analyser av bruk av batteriet i den digitale tvillingen.

Som nevnt i kapitlet som omhandlet AMS-målere, kan også disse utsettes for unøyaktige målinger innenfor en feilmargin på $\pm 1\%$. Avviket i resultatene kan dermed antas å skyldes en kombinasjon av de antakelsene og forutsetningene som gjøres underveis, og unøyaktighet i AMS-målingene. Under utvikling av en slik metodikk bør det uansett tas høyde for at de beregnede verdiene kan avvike noe fra virkeligheten.

8.2 Metodikkens oppbygning

Metodikken består av sju forskjellige faser, hvor samtlige av fasene er iterative. Iterasjonsprosessene kan unngås dersom riktige verdier og innstillinger allerede blir gjort ved første forsøk. Under utarbeidelse av metodikken er likevel den iterative prosessen et nøkkelpunkt for å sørge for at den videre utviklingen gir et tilfredsstillende sluttresultat. Dette gjelder fra den initielle modellen prosjektert med alle nødvendige nettkomponenter, til modellen med reelle, målte verdier.

For andre demokretser hvor nettstyrken er bedre og usymmetrien lavere, kan deler av fase 4 (Analyse or korreksjon av usymmetri) vektlegges i mindre grad. De to kretsene som ble analysert i dette prosjektet hadde en minste kortslutningsstrøm I_{k2pmin} på henholdsvis 0.205 og 0.249 kA, som anses til å være lave verdier. Ved høy nettstyrke, kan derfor usymmetrien være annerledes fra de to demonstrerte kretsene. Dette vil medføre at fase 4 faller ut, fordi behovet for korreksjon etter usymmetri forsvinner.

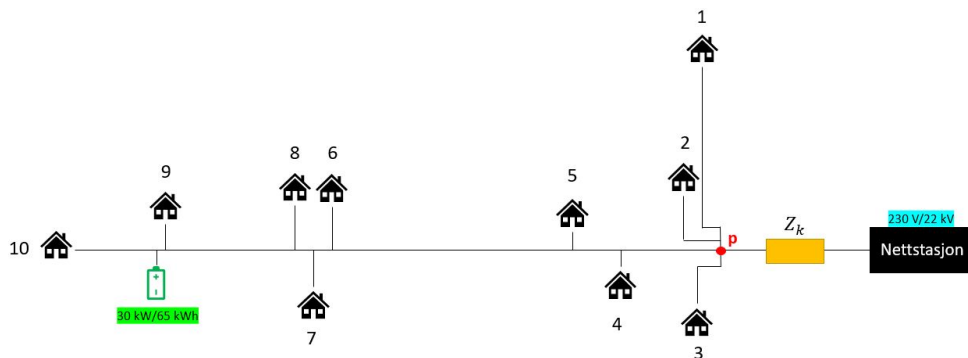
8.3 NetBas som simuleringsverktøy for digital tvilling

Metodikken for å utarbeide en digital tvilling er basert på anvendelse av NetBas som simuleringsverktøy. NetBas kan ikke, per i dag, hente data direkte fra AMS-målerne, noe som bidrar til at implementeringen av målerdata blir et stort og omfattende arbeid som må gjøres manuelt. Dersom NetBas etter hvert kan håndtere innhenting av data, for eksempel gjennom API, vil denne delen av metodikken kunne foregå på en mer sømløs måte.

NetBas simulerer, som nevnt i kapittel 6.1, et perfekt symmetrisk 3-fase fordelingsnett. Simuleringsverktøyet vil på grunn av dette ikke nødvendigvis gjenspeile når den målte spenningen i en fase er under 207 V. Dersom den digitale tvillingen skal brukes til å adressere brudd på FoL, må derfor dette tas hensyn til. I belysning av dette, ville mulighet for å utføre en 3-fase lastflytanalyse gitt et mer oversiktlig bilde av hvordan spenningen og usymmetrien oppfører seg i kretsen. Med tanke på at lave spenningsverdier ofte samsvarer med hvor eventuelle tiltak

og forbedringer skal utføres, ville en 3-fase simulering gitt økt innsikt i hvordan kretsen oppfører seg i ulike sammenhenger.

En av forutsetningene for modellen er at transformatorspenningen er stiv under lastflytberegninger. Dersom nettbatteriet bidrar med produksjon av effekt, vil naturligvis dette påvirke spenningen i resten av kretsen. Transformatorspenningen vil ikke være stiv i realiteten. Dersom transformatorspenningen i NetBas fortsatt holdes stiv, kan en løsning på dette være å plassere en kortslutningsimpedans foran transformatoren. Impedansen vil fungere som et hjelpemiddel for at spenningen i punktet p skal endre seg i riktig retning i henhold til påvirkningen fra batteriet. Et eksempel av plasseringen av kortslutningsimpedansen er illustrert i Figur 42.



Figur 42: Plassering av kortslutningsimpedans foran transformator for å ta hensyn til stiv transformatorspenning.

Kortslutningsimpedansen vil fungere som en motstand som bidrar til å regulere spenningen i det markerte punktet p. Impedansen bør dermed være liten, fordi tanken er at punktet p ikke skal være fastsatt av transformatorspenningen.

9 Konklusjon og videre arbeid

Prosjektets mål har vært å utvikle en metodikk for å lage en digital tvilling som kan brukes på IDE-demonstratorene. Den foreslåtte metodikken er utarbeidet som en generell metodikk for distribusjonsnett i NetBas, og er basert på sju faser:

- Fase 1: Etablering av forutsetninger for analysen.
- Fase 2: Etablering av en initiell modell i NetBas.
- Fase 3: Innhenting og implementering av AMS-data.
- Fase 4: Analyse av usymmetri og eventuell korreksjon.
- Fase 5: Testing av modell.
- Fase 6: Evaluering av resultater.
- Fase 7: Modellering av demo-komponenter.

Metodikken har blitt testet på en demokrets, hvor formålet har vært å identifisere brudd på FoL. I forbindelse med dette, har det blitt sett på en sammenheng mellom usymmetrien og differansen til dårligste linjespenning i demokretsen. Under undersøkelse av om sammenhengen gjelder for andre kretser ble det utarbeidet en generell sammenheng som avviker noe fra den som var spesifikk for demokretsen. Korreksjonsfaktorene ble etablert ved regresjonsanalyser og Monte Carlo-simulering. Dette ga høye verdier for R^2 , noe som viste god pålitelighet for de lineære funksjonene.

Metodikken gir en modell med et avvik på 1% i forhold til AMS-spenningen for den dårligste fasen i time 17, ved individuell korreksjon av usymmetri. Med den generelle sammenhengen er avviket 1.5 %. Begge korreksjonsmetodene gir et betydelig bedre resultat enn estimatet av gjennomsnittsspenningene som oppnås i NetBas. Samtidig, fører forutsetningene om timesoppløsning i analysene til unøyaktigheter i estimeringen av brudd på FoL sammenliknet med minuttverdier. Ved å skalere timesverdiene med en faktor C_{p1min} som øker spenningsfallet med 11.2 %, oppnås et estimat på maksimal 1-minutts spenningsfall for en gitt time. Dette fører til at timesverdier under 210.4 V mest sannsynlig bryter FoL.

Det konkluderes med at den digitale tvillingen gir tilfredsstillende resultater når det gjelder simulering av snittspenningen til de målte fasene fra AMS i kretsen. Ved korreksjon etter usymmetri, gir modellen god indikasjon på når det er fare for at FoL brytes. Likevel, kan beregninger og korreksjon som må gjøres utenfor NetBas gjerne virke litt tungvint og uoversiktlig. På grunnlag av dette, ville det vært mer fordelaktig å bruke et simuleringsverktøy som har mulighet for å utføre en 3-fase lastflytanalyse.

Undersøkelser som er gjort i løpet av prosjektet, viser at det er forskjell mellom gjennomsnittlig spenningsfall i en symmetrisk krets og en usymmetrisk krets med enfase-last. Videre arbeid er nødvendig for en dypere forståelse av hvor betydelig avvik dette kan medføre. Forslag til videre arbeid blir dermed:

- Modellere den samme kretsen i et verktøy som har muligheter for trefaseberegninger.

- Videre forskningsarbeid på en felles korreksjonsfaktor for usymmetri, med et større datagrunnlag enn det som ligger til grunn i denne rapporten.
- Det argumenteres for at en kortslutningsimpedans kan simulere en ikke-stiv transformatorspenning dersom batteriet kobles inn i analysekretsen. Det trengs videre beregninger for å bestemme verdien av en eventuell kortslutningsimpedans.
- Videre undersøkelser av sammenhengen mellom elektrisk avstand fra fordelingstransformator og grad av usymmetri i kretsen.
- Det vil være tidsbesparende for senere arbeid å effektivisere den foreslåtte metodikken for utvikling av en digital tvilling, ved å automatisere prosesser som er gjort manuelt for test-caset.

Referanseliste

- [1] Smartgrids. *Arbeidspakker i IDE-prosjektet*. Desember 2020.
Tilgjengelig fra: <https://ide-smartgrids.no/bakgrunn/> [Hentet: 07.12.20].
- [2] Smartgridsenteret. *Vedlegg 4.1 Utfyllende beskrivelse demonstratorer og tekniske grupper*. Smartgridsenteret, 2020.
- [3] Thema Consulting. *Kartlegging av framtidig fleksibilitetsbehov og –potensiale i Eidsivas nettområde (KAFFI)*. Eidsiva Energi, 2020.
- [4] Dr. M. Grieves, J. Vickers. *Digital Twin: Mitigating Unpredictable, Undesirable Emergent Behavior in Complex Systems (Excerpt)*, 2016.
Tilgjengelig fra: https://www.researchgate.net/publication/307509727_Origins_of_the_Digital_Twin_Concept
[Hentet: 15.12.20].
- [5] A. Rasheed, O. San, T. Kvamsdal. *Digital Twin: Values, Challenges and Enablers From a Modeling Perspective*. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE), 2020.
- [6] SINTEF. *Digital tvilling*, 2020.
Tilgjengelig fra: <https://www.sintef.no/digital-tvilling/>
[Hentet: 07.12.20].
- [7] I. Annapoorani K. Senthilnathan. *Cyber Twin Approach for Smart Grids*, November 2019.
Tilgjengelig fra: <https://smartgrid.ieee.org/newsletters/november-2019/cyber-twin-approach-for-smart-grids> [Hentet: 14.09.20].
- [8] NVE. *Kraftproduksjon*, 2020.
Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftproduksjon/?ref=mainmenu>
[Hentet: 08.12.20].
- [9] Norsk Elektroteknisk Komite. *Smarte nett = Elektro + IKT*, 2017.
Tilgjengelig fra: <https://www.nek.no/smarte-nett-elektro-ikt/>
[Hentet: 08.12.20].
- [10] U.S. Department of Energy Office of Electricity Delivery and Energy Reliability. *Study of Security Attributes of Smart Grid Systems – Current Cyber Security Issues*, April 2009.
Tilgjengelig fra: https://www.smartgrid.gov/files/documents/Study_Security_Attributes_Smart_Grid_Systems_Current_Cyber_200903.pdf
[Hentet: 07.12.20].
- [11] NVE. *Forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv*, September 2020.
Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/stromkunde/smarte-strommalere-ams/?ref=mainmenu> [Hentet: 06.11.20].
- [12] Rolf Pedersen. *E-postkorrespondanse "Re: Aidon-målere"*. 2020.

- [13] REN. *REN blad 4000 LS Nett – Måling Administrative bestemmelser lavspentinstallasjoner*. REN, 2010.
- [14] Aidon. *Smart Energy Service Devices*, 2020.
Tilgjengelig fra: <https://www.aidon.com/our-solutions/#smart-energy-service-devices>
[Hentet: 08.12.20].
- [15] CENELEC. *EN 50470-3:2006/A1:2018 Electricity metering equipment (a.c.) Part 3: Particular requirements Static meters for active energy (class indexes A, B and C)*. NEK, 2018.
- [16] Energi Norge. *Nettstruktur*. Oktober 2020.
Tilgjengelig fra: <https://www.energinorge.no/fagomrader/stromnett/kraftsystemet/nettstruktur-og-organisering/> [Hentet: 28.10.20].
- [17] H. Seljeseth, SINTEF. *Elsikkerhetskonferansen: Spenningskvalitet – scenario 2020*. Standard Norge, 2020.
- [18] T. Ericson, B. Halvorsen, SSB. *Hvordan varierer timeforbruket av strøm i ulike sektorer?*, 2008.
Tilgjengelig fra: https://www.ssb.no/a/publikasjoner/pdf/oa_200806/ericson.pdf
[Hentet: 08.12.20].
- [19] Statistisk sentralbyrå. *Vi bruker mindre strøm hjemme*, 2018.
Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/vi-bruker-mindre-strom-hjemme>
[Hentet: 09.12.20].
- [20] NVE. *Forskrift om leveringskvalitet*, Juni 2020.
Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/nettjenester/leveringskvalitet/forskrift-om-leveringskvalitet/>
[Hentet: 29.10.20].
- [21] Lovdata. *Forskrift om leveringskvalitet*, 2020.
Tilgjengelig fra: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557/KAPITTEL_4#KAPITTEL_4
[Hentet: 09.12.20].
- [22] Professor K. Sand. *Forelesningsnotater ELK-11, Cost-benefit analysis in distribution network planning: Supply voltage variations – supply voltage unbalance*. NTNU, 2020.
- [23] L. Goldie-Scot. *A Behind the Scenes Take on Lithium-ion Battery Prices*. BloombergNEF, 2019.
- [24] A. Hentunen, V. Erkkilä, S. Jenu. *Storage system dimensioning and design tool*. INVADE H2020, 2017.
- [25] SINTEF Energi AS. *Systematikk ved planlegging av kraftnett*. REN, 2010.
- [26] J. Hole, H. Horne. *Batterier vil bli en del av kraftsystemet*. NVE, 2019.
- [27] NVE. *Kraftsystemdata*, September 2019.
Tilgjengelig fra: <https://www.nve.no/energiforsyning/energiforsyningsdata/kraftsystemdata/> [Hentet: 09.11.20].

- [28] N. Mohd Zainuddin et al. *Review of Thermal Stress and Condition Monitoring Technologies for Overhead Transmission Lines: Issues and Challenges*. IEEE, 2020.
- [29] D. S. Moore, W. I. Notz, M. A. Flinger. *The basic practice of statistics (6th ed.) Page (138)*. Freeman and Company, 2013.
- [30] Investopedia. *The Monte Carlo Simulation: Understanding the Basics*. Juni 2019.
Tilgjengelig fra: <https://www.investopedia.com/articles/investing/112514/monte-carlo-simulation-basics.asp> [Hentet: 16.12.20].
- [31] K. Sand, H. Seljeseth, SINTEF. *A guide to voltage quality planning*. SINTEF, 2012.

Vedlegg A Lastdata fra database i NetBas

Knutepkt Time	Kunde 1		Kunde 2		Kunde 3		Kunde 4		Kunde 5	
	P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]
1	0,007	0,001	0,042	0,01	0,04	0,01	0,003	0,001	0,01	0,003
2	0,006	0,001	0,04	0,01	0,038	0,01	0,003	0,001	0,01	0,003
3	0,006	0,001	0,04	0,01	0,038	0,01	0,003	0,001	0,01	0,003
4	0,006	0,001	0,043	0,011	0,041	0,01	0,003	0,001	0,011	0,003
5	0,006	0,001	0,047	0,012	0,045	0,011	0,003	0,001	0,012	0,003
6	0,007	0,001	0,046	0,012	0,044	0,011	0,003	0,001	0,012	0,003
7	0,007	0,001	0,057	0,014	0,054	0,014	0,004	0,001	0,014	0,004
8	0,008	0,002	0,08	0,02	0,076	0,019	0,006	0,001	0,02	0,005
9	0,008	0,002	0,106	0,027	0,101	0,025	0,008	0,002	0,027	0,007
10	0,008	0,002	0,113	0,028	0,108	0,027	0,008	0,002	0,029	0,007
11	0,008	0,002	0,114	0,029	0,109	0,027	0,008	0,002	0,029	0,007
12	0,007	0,001	0,115	0,029	0,11	0,028	0,008	0,002	0,029	0,007
13	0,007	0,001	0,115	0,029	0,11	0,028	0,008	0,002	0,029	0,007
14	0,007	0,001	0,114	0,029	0,109	0,027	0,008	0,002	0,029	0,007
15	0,007	0,001	0,112	0,028	0,107	0,027	0,008	0,002	0,028	0,007
16	0,008	0,002	0,107	0,027	0,102	0,026	0,008	0,002	0,027	0,007
17	0,008	0,002	0,091	0,023	0,087	0,022	0,006	0,002	0,023	0,006
18	0,009	0,002	0,079	0,02	0,075	0,019	0,006	0,001	0,02	0,005
19	0,009	0,002	0,07	0,018	0,067	0,017	0,005	0,001	0,018	0,004
20	0,009	0,002	0,059	0,015	0,056	0,014	0,004	0,001	0,015	0,004
21	0,009	0,002	0,054	0,014	0,052	0,013	0,004	0,001	0,014	0,003
22	0,009	0,002	0,048	0,012	0,046	0,012	0,003	0,001	0,012	0,003
23	0,008	0,002	0,045	0,011	0,043	0,011	0,003	0,001	0,011	0,003
24	0,007	0,001	0,043	0,011	0,041	0,01	0,003	0,001	0,011	0,003
Knutepkt Time	Kunde 6		Kunde 7		Kunde 8a og 8b		Kunde 9a og 9b		Kunde 10	
	P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]	P [MW]	Q [MVAR]
1	0,005	0,001	0,003	0,001	0,011	0,002	0,002	0	0,005	0,001
2	0,005	0,001	0,003	0,001	0,011	0,002	0,002	0	0,005	0,001
3	0,005	0,001	0,003	0,001	0,011	0,002	0,002	0	0,005	0,001
4	0,005	0,001	0,003	0,001	0,011	0,002	0,002	0	0,005	0,001
5	0,006	0,001	0,003	0,001	0,011	0,002	0,002	0	0,005	0,001
6	0,006	0,001	0,003	0,001	0,011	0,002	0,002	0	0,005	0,001
7	0,007	0,002	0,004	0,001	0,013	0,003	0,002	0	0,005	0,001
8	0,01	0,003	0,005	0,001	0,014	0,003	0,002	0,001	0,006	0,001
9	0,013	0,003	0,007	0,002	0,013	0,003	0,002	0	0,006	0,001
10	0,014	0,004	0,007	0,002	0,013	0,003	0,002	0	0,006	0,001
11	0,014	0,004	0,007	0,002	0,013	0,003	0,002	0	0,006	0,001
12	0,015	0,004	0,007	0,002	0,013	0,003	0,002	0	0,005	0,001
13	0,015	0,004	0,007	0,002	0,012	0,002	0,002	0	0,005	0,001
14	0,014	0,004	0,007	0,002	0,012	0,002	0,002	0	0,005	0,001
15	0,014	0,004	0,007	0,002	0,012	0,002	0,002	0	0,005	0,001
16	0,014	0,003	0,007	0,002	0,013	0,003	0,002	0	0,006	0,001
17	0,011	0,003	0,006	0,001	0,015	0,003	0,003	0,001	0,006	0,001
18	0,01	0,002	0,005	0,001	0,015	0,003	0,003	0,001	0,006	0,001
19	0,009	0,002	0,004	0,001	0,016	0,003	0,003	0,001	0,007	0,001
20	0,007	0,002	0,004	0,001	0,016	0,003	0,003	0,001	0,007	0,001
21	0,007	0,002	0,003	0,001	0,016	0,003	0,003	0,001	0,007	0,001
22	0,006	0,002	0,003	0,001	0,015	0,003	0,003	0,001	0,006	0,001
23	0,006	0,001	0,003	0,001	0,014	0,003	0,003	0,001	0,006	0,001
24	0,005	0,001	0,003	0,001	0,013	0,003	0,002	0	0,005	0,001

Vedlegg B Lastdata fra AMS

Timesverdier for 7feb (A+ og R+ - R-)

Kunde 1			
time	A+	R+	R-
1	2,943	0	0
2	4,201	0	0
3	3,191	0,001	0
4	3,609	0	0
5	3,371	0	0
6	3,913	0	0
7	3,688	0	0
8	4,521	0	0
9	3,979	0	0
10	3,820	0	0
11	4,672	0	0
12	4,156	0	0
13	3,674	0	0
14	4,700	0	0
15	3,039	0	0
16	4,707	0	0
17	3,140	0,001	0
18	3,971	0	0
19	6,129	0,017	0
20	6,728	0,045	0
21	4,178	0,001	0
22	4,052	0	0
23	3,700	0	0
24	3,457	0	0

Kunde 2			
time	A+	R+	R-
1	59,000	10,200	0
2	64,000	10	0
3	61,800	10,200	0
4	64,200	10,600	0
5	70,600	10,200	0
6	81,000	13,200	0
7	100,000	20,400	0
8	105,200	22,600	0
9	109,000	22,600	0
10	107,200	24	0
11	109,600	22,800	0
12	113,600	22,600	0
13	103,600	22,600	0
14	88,000	22,800	0
15	100,200	23,800	0
16	99,800	21	0
17	97,400	15,200	0
18	88,600	15,800	0
19	84,000	16,600	0
20	102,400	27,573	0
21	96,200	16,600	0
22	84,600	16,400	0
23	108,606	26,467	0
24	61,800	13	0

Kunde 3			
time	A+	R+	R-
1	38,700	0,200	0
2	48,600	0,100	0
3	46,600	0,200	0
4	52,500	0,200	0
5	48,000	0,200	0
6	63,100	0,100	0
7	83,900	0,300	0
8	78,300	0,200	0
9	76,000	0,200	0
10	68,100	0,200	0
11	70,100	0,200	0
12	68,000	0,200	0
13	64,800	0,200	0
14	57,500	0,200	0
15	55,900	0,200	0
16	59,000	0,100	0
17	51,500	0,200	0
18	55,400	0,200	0
19	57,100	0,200	0
20	57,400	0,100	0
21	64,300	0,200	0
22	56,100	0,200	0
23	80,595	0,100	0
24	52,400	0,200	0

Kunde 4			
time	A+	R+	R-
1	4,065	0,108	0
2	3,718	0,081	0
3	5,549	0,199	0
4	4,226	0,219	0
5	3,972	0,207	0
6	4,281	0,201	0
7	5,739	0,176	0
8	4,489	0,192	0
9	5,362	0,139	0
10	4,397	0,050	0
11	5,231	0,174	0
12	4,257	0,247	0
13	3,326	0,217	0
14	2,433	0,256	0
15	3,723	0,135	0
16	3,727	0,033	0
17	4,083	0,074	0
18	3,908	0,156	0
19	4,492	0,126	0
20	5,461	0,158	0
21	4,439	0,072	0
22	4,464	0,060	0
23	4,742	0,128	0
24	5,560	0,165	0

Kunde 5			
time	A+	R+	R-
1	8,920	0,560	0
2	10,920	0,560	0
3	10,520	0,600	0
4	8,880	0,640	0
5	7,880	0,520	0
6	8,600	0,480	0
7	15,960	0,600	0
8	23,200	0,720	0
9	21,280	0,440	0
10	19,280	0,400	0
11	19,400	0,360	0
12	20,160	0,360	0
13	17,960	0,400	0
14	16,440	0,640	0
15	11,080	0,200	0
16	7,720	0,200	0
17	7,200	0,160	0
18	8,160	0,440	0
19	8,400	0,520	0
20	8,440	0,480	0
21	18,933	1,467	0
22	10,760	0,560	0
23	26,533	2,400	0
24	9,640	0,560	0

Kunde 6			
time	A+	R+	R-
1	8,3	0	0
2	7,1	0	0
3	6,2	0	0
4	5,8	0	0
5	9,0	0	0
6	8,4	0	0
7	6,1	0	0
8	6,4	0	0
9	8,0	0	0
10	9,0	0,040	0
11	6,4	0	0
12	6,1	0	0
13	8,4	0	0
14	8,9	0	0
15	6,2	0	0
16	6,6	0	0
17	8,8	0	0
18	9,2	0	0
19	7,5	0	0
20	7,0	0	0
21	8,6	0	0
22	9,6	0	0
23	8,4	0	0
24	6,96	0	0

Kunde 7			
time	A+	R+	R-
1	3,863	0	0
2	3,846	0	0
3	3,217	0	0
4	3,779	0	0
5	3,719	0	0
6	4,443	0	0
7	4,331	0	0
8	5,644	0	0
9	4,855	0	0
10	4,603	0	0
11	4,553	0	0
12	4,192	0	0
13	2,384	0	0
14	2,358	0	0
15	2,663	0	0
16	1,728	0	0
17	2,129	0	0
18	2,799	0,011	0
19	2,982	0	0
20	3,151	0	0
21	3,688	0	0
22	4,093	0	0
23	4,504	0	0
24	2,937	0	0

Kunde 8			
time	A+	R+	R-
1	1,870	0,111	0
2	4,375	0,045	0
3	3,481	0,056	0
4	4,947	0,104	0
5	12,839	0,021	0
6	14,975	0,048	0
7	13,827	0,020	0
8	10,758	0,059	0
9	4,500	0,034	0
10	4,909	0,032	0
11	4,204	0,074	0
12	7,321	0,018	0
13	5,125	0,011	0
14	5,757	0,037	0
15	5,209	0,032	0
16	7,453	0,028	0
17	10,040	0,048	0
18	8,318	0,013	0
19	10,442	0,002	0
20	11,832	0,039	0
21	11,072	0,023	0
22	6,840	0,017	0
23	5,309	0,025	0
24	3,598	0,070	0

Kunde 9			
time	A+	R+	R-
1	3,057	0,066	0
2	3,599	0,058	0
3	3,956	0,030	0
4	3,592	0,055	0
5	3,056	0,063	0
6	3,366	0,058	0
7	3,092	0,038	0
8	3,782	0,031	0
9	4,652	0,070	0
10	4,592	0,067	0
11	4,022	0,059	0
12	4,083	0,042	0
13	2,958	0,049	0
14	2,765	0,071	0
15	3,016	0,070	0
16	6,610	0,058	0
17	4,684	0,051	0
18	5,176	0,049	0
19	5,058	0,047	0
20	3,859	0,052	0
21	4,809	0,051	0
22	5,791	0,050	0
23	5,141	0,066	0
24	5,522	0,140	0

Kunde 10			
time	A+	R+	R-
1	3,556	0,020	0
2	3,980	0,029	0
3	4,115	0,027	0
4	3,874	0,035	0
5	4,429	0,011	0
6	5,686	0,014	0
7	4,703	0	0
8	3,738	0	0
9	3,762	0,001	0
10	4,154	0	0
11	4,341	0,002	0
12	3,988	0	0
13	4,533	0,004	0
14	4,350	0	0
15	8,337	0	0
16	7,333	0	0
17	7,718	0,001	0
18	6,995	0	0
19	6,311	0,008	0
20	4,740	0	0
21	3,588	0	0
22	3,605	0	0
23	4,199	0,001	0
24	4,395	0,146	0

Vedlegg C Spenningsdata fra AMS

Kunde 1				
Time	L1	L2	L3	Snitt
1	233,4	232,8	231,3	232,5
2	233,2	232	231,2	232,13
3	234,1	233,5	232	233,2
4	234,2	233,2	231,4	232,93
5	233,2	232,2	232,1	232,5
6	231,7	230,4	228,8	230,3
7	230,1	229,5	228,1	229,23
8	230,8	230,8	229,8	230,47
9	231	231,3	230,1	230,8
10	232,4	231,6	230,2	231,4
11	232	230,4	229,7	230,7
12	232,3	231	229,9	231,07
13	231,9	231	230,3	231,07
14	232,7	230,8	230,4	231,3
15	233,6	232,9	231,8	232,77
16	230,2	228,7	228,2	229,03
17	231	230	229,6	230,2
18	230,4	229,5	228,4	229,43
19	230,5	228,4	226,6	228,5
20	230,1	227,7	225,6	227,8
21	231,7	230,3	229,1	230,37
22	231,7	230,6	230,4	230,9
23	233,1	232,3	231	232,13
24	233,3	232,3	232,1	232,57

Kunde 2				
Time	L1	L2	L3	Snitt
1	233,9	233,5	233,6	233,67
2	234,3	234	233,9	234,07
3	234,8	234,4	234,3	234,5
4	234,7	234,3	234,4	234,47
5	234,2	233,6	233,6	233,8
6	232,2	231,4	231,9	231,83
7	230,8	230,1	230,1	230,33
8	232,5	231,8	231,8	232,03
9	232,3	231,5	231,9	231,9
10	232,7	231,9	232,7	232,43
11	232,5	231,8	232,7	232,33
12	232,6	231,6	232,6	232,27
13	232,3	231,6	232,3	232,07
14	233,4	232,6	233,5	233,17
15	233,6	232,9	233,6	233,37
16	231,2	230,4	230,8	230,8
17	231,5	230,4	231	230,97
18	231,3	230,3	231	230,87
19	232,2	231	231,2	231,47
20	231,9	230,2	230,7	230,93
21	232,5	231,3	231,7	231,83
22	233	232	232,1	232,37
23	234,1	233,1	233,2	233,47
24	234,3	234,5	233,8	234,2

Kunde 3				
Time	L1	L2	L3	Snitt
1	232,2	231,9	232,5	232,2
2	232,1	231,7	232,3	232,0
3	232,6	232,2	233	232,6
4	232,2	232	232,5	232,2
5	231,8	231,5	232,4	231,9
6	228,9	228,9	229,6	229,1
7	226,4	226,1	227,1	226,5
8	228,7	228,2	229,2	228,7
9	228,6	228,4	229,2	228,7
10	229,5	229,7	230,1	229,8
11	229,2	229,6	229,9	229,6
12	229,2	229,7	230,1	229,7
13	229,3	229,5	229,9	229,6
14	230,6	231	231,4	231,0
15	231,1	231,4	231,8	231,4
16	228,4	228,3	229,1	228,6
17	228,8	228,9	229,9	229,2
18	228,3	228,6	229,3	228,7
19	228,9	228,7	230	229,2
20	228,4	228,4	229,8	228,9
21	228,9	228,8	230	229,2
22	230	229,6	230,8	230,1
23	231,6	231,3	232,4	231,8
24	231,6	231,3	232,1	231,7

Kunde 4				
Time	L1	L2	L3	Snitt
1	231,6	232,6	233,6	232,6
2	231,7	232,7	233,4	232,6
3	231,1	232,5	232,7	232,1
4	231,4	232,7	233	232,37
5	229,9	231,1	232,3	231,1
6	227,9	228,8	229,8	228,83
7	225,8	227,8	228	227,2
8	227,2	229,8	229,5	228,83
9	227,9	230	229,5	229,13
10	229,1	230,6	229,9	229,87
11	229,1	230,5	229,9	229,83
12	228,9	230,2	230,3	229,8
13	229,1	230,3	230,4	229,93
14	230,6	231,2	231,4	231,07
15	231	231,7	231,9	231,53
16	227,6	228,9	229,9	228,8
17	227,9	228	229,9	228,6
18	227,9	227,7	229,6	228,4
19	227,4	228,5	230,7	228,87
20	227,2	228,1	230,2	228,5
21	228,2	229,2	230,6	229,33
22	228,5	230	232,5	230,33
23	229,8	231	232,5	231,1
24	230,7	231,5	232,6	231,6

Kunde 5					
Time	L1	L2	L3	Snitt	
1	229,3	229,1	230,2	229,5	
2	229,6	228,1	230,3	229,3	
3	229,7	229	231,1	229,9	
4	229,8	229,5	231,2	230,2	
5	227,3	227,2	229,8	228,1	
6	224,6	224,9	226,8	225,4	
7	223,7	221,9	224,8	223,5	
8	225,3	222,2	225,3	224,3	
9	226,4	223,7	225,6	225,2	
10	227,1	225	226	226,0	
11	227,1	225,2	226,8	226,4	
12	226,3	224,8	226,6	225,9	
13	226,7	225,2	227	226,3	
14	227,5	227	228,2	227,6	
15	228,7	228	229,5	228,7	
16	225,3	224,7	227,9	226,0	
17	224,1	225,5	227,3	225,6	
18	223,8	225,5	226,8	225,4	
19	224,5	224,9	228,3	225,9	
20	224,4	224,7	228,3	225,8	
21	225,6	225,2	227,9	226,2	
22	226,5	225,5	228,5	226,8	
23	227,5	227,4	230,3	228,4	
24	228,5	229,1	231	229,5	

Kunde 6					
Time	L1	L2	L3	Snitt	
1	230,4	226,3	225,9	227,53	
2	229,1	225,7	225,6	226,8	
3	229,7	226,9	225,9	227,5	
4	229,5	227,1	226,2	227,6	
5	226,8	222,7	222,2	223,9	
6	223,4	219,7	219,5	220,87	
7	222,5	219,9	217,5	219,97	
8	223,4	221,8	218,6	221,27	
9	223,6	223,2	220,9	222,57	
10	223,3	223,6	222,2	223,03	
11	225,6	224,1	222,4	224,03	
12	225,5	222,8	221,8	223,37	
13	225,5	223,3	222,2	223,67	
14	226,5	224,1	223,9	224,83	
15	228,1	225,2	224,2	225,83	
16	226	221,5	219,6	222,37	
17	224,4	218,8	220,9	221,37	
18	223,9	218,7	221,1	221,23	
19	226,4	219,6	219,7	221,9	
20	226,6	220,3	219,6	222,17	
21	224,9	221,2	221	222,37	
22	225,9	222,2	221,5	223,2	
23	228,5	223,5	223,2	225,07	
24	230	225,4	225,6	227	

Kunde 7					
Time	L1	L2	L3	Snitt	
1	226,9	227,2	227,5	227,2	
2	227,2	225,6	227,8	226,87	
3	227,5	226,6	229,2	227,77	
4	227,7	226,8	228,9	227,8	
5	223,5	222,9	226,6	224,33	
6	220,3	220,2	223	221,17	
7	220,4	218	221,8	220,07	
8	222,3	219,1	222,6	221,33	
9	223,8	221,5	223,2	222,83	
10	224,3	222,9	223	223,4	
11	224,6	223,1	224,9	224,2	
12	223,4	222,4	224,7	223,5	
13	224,1	223	225,7	224,27	
14	224,9	224,7	226,4	225,33	
15	225,8	225	227,6	226,13	
16	222,2	220,4	225,7	222,77	
17	219,5	221,7	224,5	221,9	
18	219,5	221,9	223,9	221,77	
19	220,6	220,4	226,1	222,37	
20	221	220,3	226,1	222,47	
21	221,9	221,7	224,7	222,77	
22	222,9	222,2	225,7	223,6	
23	224,2	223,9	228	225,37	
24	226,1	226,3	229,6	227,33	

Kunde 8a					
Time	L1	L2	L3	Snitt	
1	230,4	226,9	226,5	227,93	
2	229,3	226,6	226	227,3	
3	229,3	226,8	227	227,7	
4	229,1	226,8	227,2	227,7	
5	226,6	222,6	222,3	223,83	
6	223	219,8	219,3	220,7	
7	221,8	217,7	219,5	219,67	
8	222,9	219,1	221,5	221,17	
9	223,6	221,7	223,3	222,87	
10	223,3	223	223,7	223,33	
11	225,4	223,2	224	224,2	
12	225,1	222,5	222,6	223,4	
13	225,5	223,1	223,4	224	
14	226,6	224,6	224,1	225,1	
15	227,8	225	225,1	225,97	
16	225,6	220,2	221,4	222,4	
17	224,2	221,6	218,6	221,47	
18	223,8	221,8	218,7	221,43	
19	226	220,3	219,6	221,97	
20	225,9	220,1	220,1	222,03	
21	224,5	221,6	221,1	222,4	
22	225,9	222,3	222,3	223,5	
23	228,3	224,1	223,6	225,33	
24	229,7	226,5	225,5	227,23	

Kunde 8b				
Time	L1	L2	L3	Snitt
1	230,7	227,1	226,6	228,13
2	229,6	226,8	226,1	227,5
3	229,6	227	227	227,87
4	229,3	227	227,2	227,83
5	226,8	222,8	222,4	224
6	223,1	220	219,3	220,8
7	221,9	217,9	219,5	219,77
8	223,1	219,2	221,5	221,27
9	223,9	222	223,4	223,1
10	223,6	223,3	223,8	223,57
11	225,6	223,5	224,1	224,4
12	225,3	222,7	222,6	223,53
13	225,7	223,3	223,4	224,13
14	226,8	224,8	224,2	225,27
15	228,1	225,2	225,1	226,13
16	225,8	220,5	221,4	222,57
17	224,4	221,8	218,6	221,6
18	224	222	218,7	221,57
19	226,2	220,4	219,7	222,1
20	226,2	220,3	220,1	222,2
21	224,8	221,8	221,1	222,57
22	226,1	222,5	222,3	223,63
23	228,6	224,3	223,6	225,5
24	230	226,7	225,5	227,4

Kunde 9a				
Time	L1	L2	L3	Snitt
1	226,3	225,4	222,4	224,7
2	226,3	225	220,6	224,0
3	227,4	224,8	221,3	224,5
4	227,1	225,6	221,8	224,8
5	225,1	221,4	217,7	221,4
6	221,4	217,1	214,3	217,6
7	220,7	218	212,6	217,1
8	221,3	220,2	214	218,5
9	221,5	221,5	215,6	219,5
10	220,7	221,5	217,4	219,9
11	223,3	221,8	217,6	220,9
12	223,2	220,8	216,9	220,3
13	224,4	221,3	217,8	221,2
14	225,2	222,2	220,1	222,5
15	224,8	221,5	218,8	221,7
16	222	216,4	211	216,5
17	222,2	213	214,6	216,6
18	221,4	213,1	215,2	216,6
19	224,6	214,7	213,4	217,6
20	225,8	216,5	214,7	219,0
21	224,3	217,9	215,7	219,3
22	224,9	218,9	215,3	219,7
23	227,6	219,8	217,4	221,6
24	229,2	222,4	220,7	224,1

Kunde 9b				
Time	L1	L2	L3	Snitt
1	222,8	226,5	224,5	224,6
2	220,9	226,4	224,1	223,8
3	221,6	227,6	223,9	224,37
4	222,1	227,3	224,7	224,7
5	218	225,3	220,6	221,3
6	214,6	221,6	216,3	217,5
7	212,9	220,9	217,2	217
8	214,3	221,4	219,3	218,33
9	215,9	221,6	220,6	219,37
10	217,8	220,8	220,6	219,73
11	217,9	223,5	220,9	220,77
12	217,2	223,3	220	220,17
13	218,1	224,5	220,4	221
14	220,5	225,4	221,3	222,4
15	219,1	224,9	220,6	221,53
16	211,2	222,2	215,5	216,3
17	214,9	222,4	212,2	216,5
18	215,6	221,6	212,2	216,47
19	213,7	224,8	213,8	217,43
20	215,1	226	215,6	218,9
21	216	224,5	217	219,17
22	215,5	225,1	217,9	219,5
23	217,7	227,8	218,9	221,47
24	221	229,3	221,5	223,93

Kunde 10				
Time	L2	L3	L1	Snitt
1	221	219,8	224,6	221,8
2	220,1	217,7	224,4	220,7
3	219,7	218,3	225,7	221,2
4	220,9	219	225,3	221,7
5	214,1	222,9	215,8	217,6
6	209,7	219,4	208,7	212,6
7	208,9	219,1	211,2	213,1
8	211,2	219,9	215,5	215,5
9	213	220,2	217	216,7
10	214,4	219,5	216,2	216,7
11	214,6	221,4	216,5	217,5
12	214,2	221,4	216,1	217,2
13	214,4	222,2	215,3	217,3
14	216,8	222,8	217,1	218,9
15	211,4	218,6	212,6	214,2
16	205,5	217,3	208,7	210,5
17	207,7	216,9	204,9	209,8
18	209	217,1	205,9	210,7
19	208,2	221,2	207,4	212,3
20	210,9	223,6	210,8	215,1
21	213,4	222,7	214,1	216,7
22	213,3	223,4	215,1	217,3
23	214,7	225,9	214,8	218,5
24	218,2	227,4	218,2	221,3

Vedlegg D Transformatorspenning

Målepunkt Time	Transformator			Gjennomsnitt	β	U-/U+ [%]
	L1	L2	L3			
1	235	234,2	233,9	234,37	0,3333386	0,28
2	235,4	234,7	234,3	234,80	0,3333383	0,27
3	235,9	235,1	234,7	235,23	0,3333393	0,30
4	235,8	235	234,8	235,20	0,3333378	0,26
5	235,5	234,3	234	234,60	0,3333435	0,39
6	233,6	232,4	232,4	232,80	0,3333412	0,34
7	232,5	231,4	231	231,63	0,3333433	0,39
8	234,2	233,2	232,7	233,37	0,3333429	0,38
9	234,1	233	232,8	233,30	0,3333413	0,35
10	234,5	233,4	233,5	233,80	0,3333394	0,30
11	234,3	233,2	233,5	233,67	0,3333386	0,28
12	234,5	233,1	233,5	233,70	0,3333418	0,36
13	234,1	233	233,2	233,43	0,3333389	0,29
14	235	233,8	234,2	234,33	0,3333394	0,30
15	235,3	234,2	234,5	234,67	0,3333386	0,28
16	232,9	231,7	231,6	232,07	0,3333420	0,36
17	233,2	231,7	231,8	232,23	0,3333449	0,42
18	232,9	231,4	231,6	231,97	0,3333443	0,41
19	233,6	232	231,8	232,47	0,3333494	0,49
20	233,5	231,6	231,5	232,20	0,3333543	0,56
21	234,1	232,5	232,4	233,00	0,3333483	0,47
22	234,4	233,1	232,7	233,40	0,3333462	0,44
23	235,4	234,2	233,8	234,47	0,3333446	0,41
24	235,5	234,5	234,1	234,70	0,3333417	0,35

Vedlegg E Usymmetri i demokrets

Grad av usymmetri over et døgn

Grad av usymmetri for hver kunde [%]

Time\Målepunkt	4	5	6	7	8a	8b	9a	9b	10
1	0,32	0,29	0,41	0,15	0,44	0,38	1,05	0,95	1,30
2	0,50	0,57	0,84	0,58	0,65	0,61	1,54	1,42	1,78
3	0,43	0,54	1,00	0,67	0,76	0,71	1,57	1,56	2,06
4	0,42	0,46	0,87	0,53	0,65	0,62	1,40	1,34	1,69
5	0,60	0,75	1,31	1,02	1,26	1,24	1,93	1,94	2,49
6	0,48	0,61	1,08	0,83	1,06	1,05	1,90	1,95	3,24
7	0,62	0,67	1,31	1,01	1,06	1,08	2,19	2,13	2,92
8	0,72	0,47	1,27	1,01	1,02	1,00	2,07	1,92	2,33
9	0,55	0,71	0,75	0,62	0,51	0,53	1,78	1,60	1,92
10	0,38	0,54	0,38	0,40	0,13	0,18	1,14	0,88	1,38
11	0,35	0,52	0,83	0,50	0,56	0,57	1,54	1,47	1,87
12	0,39	0,49	0,99	0,60	0,79	0,76	1,66	1,60	1,99
13	0,36	0,49	0,59	0,70	0,70	0,68	1,72	1,70	2,28
14	0,21	0,31	0,70	0,48	0,70	0,68	1,33	1,37	1,79
15	0,24	0,38	2,22	0,68	0,87	0,81	1,57	1,57	2,09
16	0,58	0,87	1,71	1,40	1,48	1,48	2,94	2,97	3,37
17	0,57	0,82	1,48	1,31	1,51	1,46	2,64	2,83	3,48
18	0,53	0,77	1,36	1,74	1,39	1,34	2,31	2,55	3,19
19	0,85	1,07	2,04	1,69	1,86	1,83	3,28	3,42	4,26
20	0,78	1,11	2,01	1,23	1,81	1,75	3,16	3,27	3,99
21	0,61	0,75	1,14	1,17	1,02	0,96	2,36	2,46	2,78
22	1,01	0,78	1,23	1,64	1,11	1,08	2,56	2,64	2,88
23	0,68	0,83	1,53	1,17	1,39	1,33	2,79	2,90	3,43
24	0,48	0,66	1,33	1,00	1,19	1,12	2,33	2,41	2,79

Vedlegg F Matlab-kode: Monte Carlo-simulering

```
clc
clear all
close all
```

MONTE CARLO SIMULERING FOR USYMMETRI

```
% Definer antall simuleringer
n_sim = 10000;

% Initialisering av vektorer
u = []; % Vektor av linjespenninger
snitt = [];
minimum = [];
du = []; % diff til dårligste fase
beta = [];
usym = [];
for i = 1:n_sim
    u(i,1) = (rand*40)+200; % Trekker et tilfeldig tall mellom 200 og 240 for L1
    u(i,2) = (rand*40)+200; % Trekker et tilfeldig tall mellom 200 og 240 for L2
    u(i,3) = (rand*40)+200; % Trekker et tilfeldig tall mellom 200 og 240 for L3
    snitt(i) = mean(u(i,:)); % Beregner gjennomsnitt av L1, L2 og L3
    minimum(i) = min(u(i,:)); % Finner minimum av L1, L2 og L3
    du(i) = (snitt(i)-minimum(i))/snitt(i)*100;
    beta(i) = ((u(i,1)^4)+(u(i,2)^4)+(u(i,3)^4))/((u(i,1)^2)+(u(i,2)^2)+(u(i,3)^2))^2;
    usym(i) = sqrt((1-sqrt(3-6*beta(i)))/(1+sqrt(3-6*beta(i))))*100;
end
```

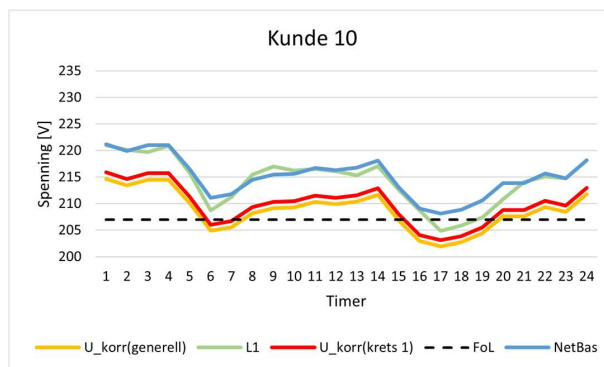
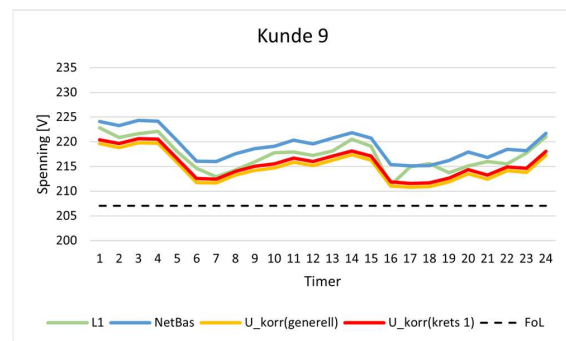
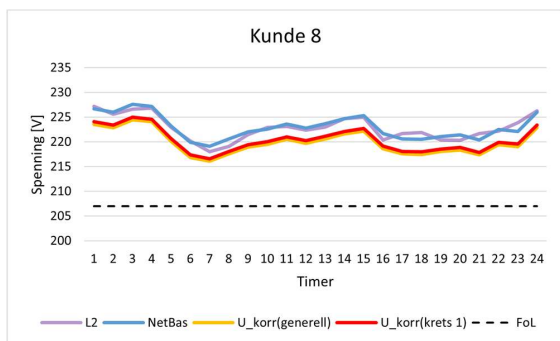
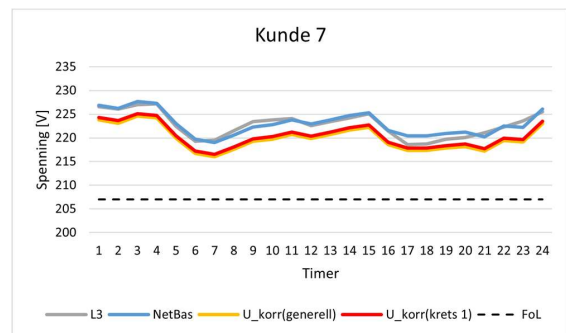
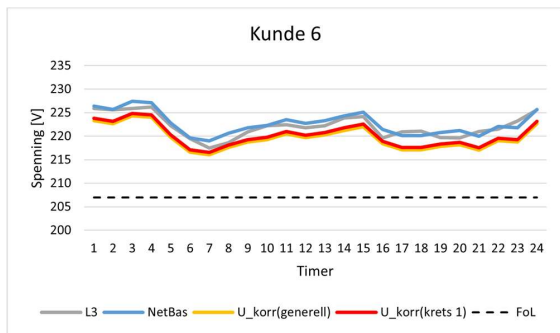
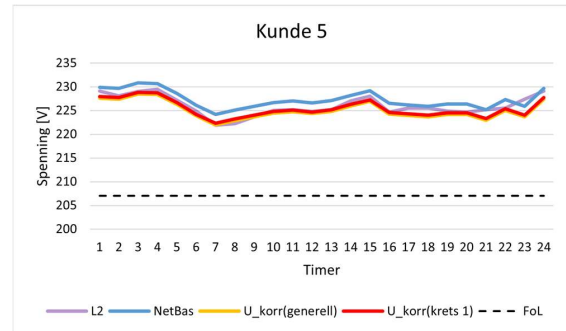
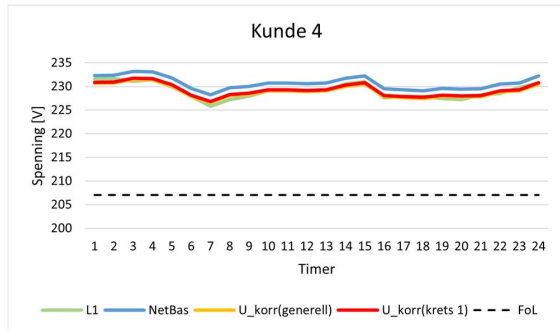
Plot av sammenheng usym [%] og korreksjon til dårligste fase [%]

```
% Regresjonslinjer fra krets 1 og 2 for justering [%]
x = 0:0.1:6;
y1 = 0.6059*x + 0.1353; % Fra regresjon i Excel
y2 = 0.8068*x + 0.0593; % Fra regresjon i Excel

% Plot
figure(1)
scatter(usym,du)
hold on
plot(x,y1,'r','Linewidth',2)
plot(x,y2,'k','Linewidth',2)
title('Usymmetri og forskjell fra snitt til dårligste fase');
xlabel('Usymmetri [%]');
ylabel('Forskjell mellom snitt og dårligste fase [%]');
legend('Resultat for linjespenninger mellom 200 og 240 V','Regresjonslinje for krets 1','Regresjonslinje for krets 2');
set(gca,'FontSize',15)
hold off
```

Published with MATLAB® R2020a

Vedlegg G Korreksjon



Vedlegg H Beregninger av skalerte 1-minutts RMS-verdier

Gitt følgende spenningsverdier for Time 17:

- Transformatorspenning, $U_{trafo} = 232.23 \text{ V}$
- L1 fra AMS, $U_{AMS} = 204.9 \text{ V}$
- Korrigert spenning, $U_{sim}(\text{krets 1}) = 203.1 \text{ V}$
- Korrigert spenning, $U_{sim}(\text{generell tilnærming}) = 202.0 \text{ V}$

Spenningsfallet referert til transformator blir da:

- $\Delta U_{AMS} = \frac{U_{trafo} - U_{AMS}}{U_{trafo}} = 11.77\%$
- $\Delta U_{sim}(\text{krets 1}) = \frac{U_{trafo} - U_{sim}(\text{krets1})}{U_{trafo}} = 12.54\%$
- $\Delta U_{sim}(\text{generell tilnærming}) = \frac{U_{trafo} - U_{sim}(\text{generelltilnærming})}{U_{trafo}} = 13.02\%$

Med en skaleringsfaktor på 1.112, øker spenningsfallet til:

- $\Delta U_{AMS,1min} = 13.09\%$
- $\Delta U_{sim,1min}(\text{krets 1}) = 13.94\%$
- $\Delta U_{sim,1min}(\text{generell tilnærming}) = 14.48\%$

De skalerte spenningsverdiene er da:

- $U_{AMS,1min} = U_{trafo} \cdot (1 - \Delta U_{AMS,1min}) = \mathbf{201.8 \text{ V}}$
- $U_{sim,1min}(\text{krets 1}) = U_{trafo} \cdot (1 - \Delta U_{sim,1min}(\text{krets 1})) = \mathbf{199.8 \text{ V}}$
- $U_{sim,1min}(\text{generell tilnærming}) = U_{trafo} \cdot (1 - \Delta U_{sim,1min}(\text{generell tilnærming})) = \mathbf{198.6 \text{ V}}$

