

# Hurtiglading av elbil - Energilagring

**Håkon Berg Skjelbred**

Master i energibruk og energiplanlegging

Innlevert: juni 2014

Hovedveileder: Eilif Hugo Hansen, ELKRAFT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet  
Institutt for elkraftteknikk





## MASTEROPPGAVE

Kandidatens navn : Håkon Berg Skjelbred

Fag : ELKRAFTTEKNIKK

Oppgavens tittel (norsk) : **Hurtiglading av elbil - Energilagring**

Oppgavens tittel (engelsk) : Fast charging of electrical vehicles – Energy storage

Oppgavens tekst : Hurtigladestasjoner for elbiler er et dagsaktuelt tema. Mange stasjoner er allerede installert og i bruk, samt enda flere er under planlegging. Stasjonene har høye effektuttak, og dersom det skal bygges opp ladepunkt for samtidig lading av elbil kan det kreve betydelig forsterkning av nettet. Alternativt kan man installere lokal energilagring som kan brukes i topplastperioder. Teknologi for energilagring er i rivende utvikling og omfatter i dag også batteribaserte lagringssystemer.

I oppgaven skal det gjøres en undersøkelse av hvordan et lokalt lagringssystem ved hurtigladestasjoner kan påvirke leveringskvalitet og belastningen av nettet i topplastperioder. Dette skal oppnås ved å gjøre:

- Foreta målinger av nett hvor det er installert hurtiglader, som videre kan brukes til drøfting og som grunnlag for analyser og simuleringer.
- Simulere tilknyttingen av et lokalt lagringssystem og sammenligne nett-tilstanden med og uten lokal energilagring.

Med grunnlag i punktene over skal det gjøres en teknisk vurdering av systemer med eller uten lokal energilagring.

Oppgavens gitt : 16.01.14  
Besvarelsen leveres innen : 12.06.14  
Besvarelsen levert :  
Utført ved (institusjon, bedrift) :  
Kandidatens veileder :

Trondheim, 16.01.14

faglærer



## Forord

Denne rapporten er produktet av en masteroppgave ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, Institutt for elkraft, våren 2014. Oppgaven omhandler hurtigladestasjoner og lokal lagring ved slike stasjoner som et alternativ til forsterkning av eksisterende nett. Elbiler, hurtigladestasjoner og energilagring er alle dagsaktuelle temaer, noe som som har vært med på å gjøre arbeidet interessant. Det har vært givende og lærerikt å få et innblikk i en fremtidsrettet problemstilling knyttet til tung belastning av norske overføringsnett.

I løpet av prosjektarbeidet har jeg fått hjelp fra forskjellige hold under forskjellige faser av arbeidet. Jeg vil takke Norges Elektrotekniske Komite (NEK), representert av Leif T. Aanensen, for å ha vært med å utarbeidet oppgavens problemstilling. Jeg vil takke avdelingsingeniør Bård Almås på elkraftfakultetet for hjelp og veiledning i sammenheng med målingene som er gjort i oppgaven. Jeg vil også takke Frode Dahl, Fagleder/Overingeniør Elektro i driftsavdeling, som var behjelpelig med mye av det praktiske rundt målingene som ble gjort, blant annet å stille med en av NTNUs elbiler under noen av målingene. Videre vil jeg takke Sven-Terje Solum, overingeniør og driftsleder høyspenning ved NTNU, som var behjelpelig med informasjon om overføringsnettet i det ønskede området og Salvatore D'Arco for veiledning knyttet til arbeid i SIMULINK. Til slutt vil jeg rette en stor takk til min veileder førsteamanuensis Eilif Hugo Hansen som har vært behjelpelig gjennom hele arbeidet med spørsmål knyttet til faglige problemstillinger, samt veiledning knyttet til utforming og oppbygging av rapporten.

Trondheim, Juni 2014

Håkon Berg Skjelbred



## Sammendrag

Oppgaven tar for seg en problemstilling knyttet til hurtigladedestasjoner for elbiler og problemer dette kan gi for overføringsnettet. I nett hvor tilkobling av slike ladestasjoner er problematisk kan lokal lagring brukes til å redusere effekttopper og dermed være et alternativ til tiltak i nettet. I rapporten er det kartlagt problemer med tung belastning av nett i sammenheng med hurtigladedestasjoner. Videre er det gjort greie for teori om lagringsmedier og ladestasjoner, samt noen tekniske vurderinger av et system med lokal lagring.

Det er gjort målinger ved en hurtigladedestasjon av typen CHAdeMO, plassert på NTNU Gløshaugen. Strømflyt ved forsyningen til ladestasjonen er logget for å kartlegge bruken av stasjonen, samt skaffe data til senere bruk i simuleringer og analyser. Videre ble det avlest harmonisk forstyrrelse i spenning og strøm ved stasjonen. Resultatene viser at den harmoniske forstyrrelsen ved denne stasjonen er lav,  $THD_U$  ble målt til 0,7-0,8% og  $THD_I$  ble målt til omkring 6%. Dette er helt uproblematisk verdier med hensyn på krav som er satt i Forskrift for Leveringskvalitet (FoL). Grunnene til disse lave verdiene antas å være et sterkt og godt dimensjonert nett, godt dimensjonerte transformatorer og eventuelt bruk av andre tiltak, som filtre, til å redusere den harmoniske forvrengingen.

Det er gjort to forskjellige simuleringer i oppgaven. En dynamisk analyse er gjort i SIMULINK, samt lastflytanalyser i MATPOWER. Begge programmer er basert på matematikkprogrammet MATLAB. Den dynamiske analysen skal simulere et eksempel på hvordan samspillet mellom nettforsyning, batteri og hurtigladedestasjon kan se ut.

I lastflytanalysene er to forskjellige systemer analysert. Et er bygget opp med utgangspunkt i fordeling fra nettstasjonen som forsyner hurtigladedestasjonen på Gløshaugen. Det andre systemet er fiktivt og skal representere et nettsystem i et mindre sentralt område. Av simuleringene ble det gjort følgende bemerkelser:

- Lokal lagring er ikke egnet i systemet på Gløshaugen. Grunnen er at nettet i området allerede er sterkt og godt dimensjonert, som resulterer i at en tilknytting av batterier ved lasten gir lite utslag i spenningsverdier i noder og tap i linjer.
- Det fiktive nettet viser tydeligere påvirkningen lokal lagring kan ha på nettet. I systemet stiger eksempelvis spenningen i noden med lavest verdi med 0,039 p.u ved installasjon av lokal lagring, tilsvarende en spenningsøkning på 8,97 V. Videre reduseres tapene ved maks last med 1,81% med batterier tilkoblet.

Det må understrekes at systemet med størst påvirkning av lokal lagring er fiktivt, og resultatene kan ikke brukes til å trekke endelige slutninger.

Etter å ha sett på egne målinger og målinger gjort av Sintef, samt samtaler med andre som har innsikt i tematikken, er den generelle oppfatningen av dagens utbygging av hurtigladedestasjoner at de er godt planlagt med tanke på nett og nettbelastning. Samtidig ser man at med dagens salg av ladbare biler vil det i årene som kommer kreves omfattende utbygging av infrastruktur for elbiler, deriblant hurtigladedestasjoner. Strategiske plasseringer med hensyn på rekkevidde, mye brukte veistrekker og tilgjengelighet blir viktigere. En god nettforsyning kan i større grad bli nedprioritert som et avgjørende kriterium. Alternative løsninger for problematikken knyttet til for tung belastning av nett vil høyst sannsynlig bli enda mer sentralt i årene som kommer, og

oppgaven har vist indikasjoner på at lokal lagring ved hurtigladestasjoner kan være et høyst aktuelt alternativ.



## Abstract

This project deals with the issue of DC fast-charge stations for electrical vehicles (EVs) and the problems these large loads may cause for the local distribution grid. In grids with limited transfer capacity, local energy storage systems close to large loads can be used for peak-load shaving and therefore as an alternative to improving the grid. The report clarifies and discusses the issue of DC fast-charge stations and the impact they can have on the grid. Theory concerning electrical energy storage alternatives and charging stations for electrical vehicles are presented, and some technical evaluations regarding a system with local energy storage have been done.

As a part of the project, measurements of the current flow to a CHAdeMO DC fast-charge station has been performed. The station is located at NTNU Gløshaugen. The current was measured in order to provide data for further analysis, as well as identify the usage patterns of the station. Harmonics in current and voltage were also measured. Results show that harmonic distortion is low in this case,  $THD_U$  were measured to be 0,7-0,8% of nominal voltage and  $THD_I$  were measured to about 6% of nominal current. These values are not problematic and far below the upper limit set in "Forskrift for Leveringskvalitet" (FoL). The reason for such low values is assumed to be a well-dimensioned and strong grid, low transformer impedance and possible use of filters or other measures to reduce harmonics.

The report includes two different simulations, one dynamic simulation in the computer program SIMULINK, and power flow analyses in the program MATPOWER. Both programs are based on the mathematical program MATLAB. The dynamic analysis is to simulate an example of the interaction between grid, batteries and load in the span of 24 hours.

In the power flow analyses, two different systems were analyzed. The first system is based on the distribution from the substation supplying the fast-charge station at Gløshaugen. The other system is fictive and represent a grid in a less central area. From the analyses, following points were noted:

- Local energy storage is not well suited for the system at Gløshaugen. The grid in the area is strong and well dimensioned, which result in very small influence on the losses and voltage values when connecting energy storage to the system.
- Connecting local storage in the fictive system had, on the other hand, a fairly large impact. As an example, at maximum load from the fast-charge station, the voltage value in one of the nodes increased with 0,039 p.u., or 8,97 V, by connecting local storage. At the same load situation, total losses in the system were reduced with 1,81%.

It must be noted that the system where the influence of local energy storage was greatest is fictive, and these results can therefore not be used to draw definitive conclusions.

Based on own measurements and measurements done by Sintef, as well as discussions about the subject, the general impression is that today's building of DC fast-charge stations are well planned and the condition of the existing grid is an important factor in the planning process. On the other hand, it is expected that the building of charging stations will continue at a high rate based on today's sale of electric vehicles and the

need for better infrastructure regarding EVs. Alternative solutions for solving problems with heavy load of the grid will most likely be an even more central topic in the years to come, and this thesis has indicated that local energy storage close to DC fast-charge stations can be a highly applicable alternative.

# Innholdsfortegnelse

<b>FORORD</b> .....	<b>I</b>
<b>SAMMENDRAG</b> .....	<b>III</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>V</b>
<b>INNHOLDSFORTEGNELSE</b> .....	<b>VII</b>
<b>FIGURLISTE</b> .....	<b>IX</b>
<b>TABELLISTE</b> .....	<b>X</b>
<b>1 INNLEDNING</b> .....	<b>1</b>
<b>2 DET NORSKE OVERFØRINGSNETTET</b> .....	<b>2</b>
2.1 OPPBYGGING AV OVERFØRINGSNETTET .....	2
2.2 LOVER OG KRAV VED NORSK NETTDRIFT .....	3
2.2.1 <i>Frekvens</i> .....	3
2.2.2 <i>Langsomme spenningsvariasjoner</i> .....	3
2.2.3 <i>Kortvarig overspenning, kortvarig underspenning og spenningsprang</i> .....	3
2.2.4 <i>Flimrer</i> .....	4
2.2.5 <i>Spenningsusymmetri</i> .....	4
2.2.6 <i>Overharmoniske spenninger</i> .....	5
2.3 TUNG BELASTNING AV NORSKE NETT .....	6
2.4 FORBRUKSMØNSTER OG EFFEKTTOPPER .....	6
2.4.1 <i>Døgnvariasjoner</i> .....	6
2.4.2 <i>Årsvariasjoner</i> .....	8
<b>3 ELBILER OG HURTIGLADESTASJONER</b> .....	<b>9</b>
3.1 ØKENDE ANTALL ELBILER I NORGE .....	9
3.2 BRUK AV ELBILER .....	9
3.3 PÅVIRKNING I NETTET .....	10
3.3.1 <i>Lademønstre</i> .....	10
3.4 LADESTASJONER .....	12
3.4.1 <i>Bruksmønstre for hurtigladestasjoner</i> .....	13
<b>4 LAGRINGSALTERNATIVER</b> .....	<b>14</b>
4.1 BATTERITEKNOLOGI.....	14
4.2 VURDERING AV BEST EGNEDE TEKNOLOGIER .....	17
<b>5 NETTSYSTEM MED ENERGILAGRING</b> .....	<b>19</b>
5.1 TOPOLOGI .....	19
5.2 OMFORMERE.....	19
5.2.1 <i>Harmoniske strømmer fra likerettere</i> .....	21
5.2.2 <i>Tiltak mot harmoniske strømmer</i> .....	21
5.2.2.1 <i>Forskjellige varianter av likerettere</i> .....	22
5.2.2.2 <i>Bruk av halvlederkomponenter</i> .....	23
5.2.2.3 <i>Filtre</i> .....	24
5.2.2.4 <i>Oppdeling av nett</i> .....	26
5.2.2.5 <i>Øke reaktans</i> .....	26
5.2.2.6 <i>Dimensjonere nett og anlegg for harmoniske strømmer</i> .....	26
5.3 STYRING OG KONTROLL AV BATTERIENE.....	26
5.3.1 <i>Battery management system (BMS)</i> .....	26
5.3.2 <i>Alternativer for lading og utlading av batteriene</i> .....	27
5.4 BATTERIBANK .....	35
5.4.1 <i>Dimensjonering av batteribank</i> .....	35
5.4.2 <i>Modell og egenskaper for batterier</i> .....	36

<b>6 EGNE MÅLINGER</b> .....	<b>38</b>
6.1 STASJONEN HVOR MÅLINGENE ER GJORT .....	38
6.2 STRØMMÅLINGER .....	38
6.2.1 Måleinstrument og metode .....	38
6.2.2 Resultater .....	39
6.2.2.1 Målinger gjort med korte intervaller .....	39
6.2.2.2 Målinger gjort med lengre intervaller .....	43
6.3 MÅLINGER AV HARMONISK FORSTYRRELSE .....	44
6.3.1 Måleinstrument og metode .....	44
6.3.2 Resultater .....	44
6.3.2.1 Harmoniske strømmålinger .....	44
6.3.2.2 Harmoniske spenningsmålinger .....	45
<b>7 SIMULERING AV DYNAMISK MODELL I SIMULINK</b> .....	<b>47</b>
7.1 OM SIMULINK .....	47
7.2 MODELL OG METODE .....	47
7.3 RESULTATER AV SIMULERINGENE .....	49
<b>8 SIMULERING AV LASTFLYT I MATPOWER</b> .....	<b>55</b>
8.1 OM MATPOWER .....	55
8.2 SIMULERING AV SYSTEM PÅ GLØSHAUGEN .....	55
8.2.1 Modell og metode .....	55
8.2.2 Resultater .....	58
8.3 SIMULERING AV FIKTIVT SYSTEM .....	60
8.3.1 Modell og metode .....	61
8.3.2 Resultater .....	62
<b>9 ØKONOMISKE BETRAKTNINGER</b> .....	<b>64</b>
9.1 UTBEDRING AV NETT .....	64
9.2 INSTALLASJON AV LOKAL LAGRING .....	64
<b>10 OPPSUMMERING OG DISKUSJON</b> .....	<b>65</b>
10.1 HARMONISKE MÅLINGER .....	65
10.2 STRØMMÅLINGENE .....	65
10.3 NETTSYSTEM MED ENERGILAGRING .....	67
10.4 DYNAMISKE ANALYSER .....	68
10.5 LASTFLYTANALYSER .....	68
10.6 GENERELLE BETRAKTNINGER .....	69
10.7 VIDERE ARBEID .....	70
<b>11 KONKLUSJON</b> .....	<b>71</b>
<b>12 REFERANSER</b> .....	<b>72</b>
<b>VEDLEGG A: FLERE RESULTATER FRA MÅLINGER GJORT PÅ HURTIGLADESTASJONEN</b> .....	<b>75</b>
<b>VEDLEGG B: MODELLER OG UTDRAK AV RESULTATER I MATPOWER</b> .....	<b>77</b>
<b>VEDLEGG C: LASTFLYTANALYSE VED NEWTON-RAPHSON METODEN</b> .....	<b>83</b>
<b>VEDLEGG D: NETTSTASJONEN VANNKRAFTBYGGET OG DENS HOVEDFORDELINGEN</b> .....	<b>87</b>
<b>VEDLEGG E: IMPEDANS-VERDIER BRUKT I ANALYSESYSTEMER</b> .....	<b>89</b>

## Figurliste

Figur 1: Strømforbruk husholdning over et døgn.....	7
Figur 2: Eksempel på variasjoner i forbruk over et døgn for næringsbygg.....	7
Figur 3: Total norsk elektrisk produksjon i 2010.....	8
Figur 4 Prognose av fremtidig elbilsalg i Norge frem mot 2020.....	9
Figur 5: Eksempel på ladeforløp med liten spenningsforstyrrelse under lading. ....	10
Figur 6: Eksempel på ladeforløp med større spenningsforstyrrelse under lading. ....	11
Figur 7 Eksempel på ladeforløp for en hurtigladestasjon.....	11
Figur 8: Effektuttak og energiforbruk over en dag.....	13
Figur 9: Variasjoner i effekt og energiforbruk over en uke.....	13
Figur 10 Forskjellige lagringsmedier, gitt av spesifisert utladingseffekt og lagringskapasitet. ....	17
Figur 11 Egenskaper ved lading og utlading av Litium-ion og blybatterier. ....	18
Figur 12: Forenklet blokkdiagram av en løsning for systemet.....	19
Figur 13 Oversikt over brytere og tyristorer til omformere.....	20
Figur 14: Topologi for trefase AC-DC konverter.....	20
Figur 15: Topologi for Full-bridge DC-DC omformer.....	21
Figur 16 Kobling av de forskjellige likeretterne og tilhørende strøm-bølgeform. ....	22
Figur 17 Søylediagrammet viser tre likeretteres bidrag av noen utvalgte harmoniske ordner.....	23
Figur 18 Harmoniske bidrag fra en IGBT-basert likeretter.....	24
Figur 19 Enlinjeskjema av LCL-filte. ....	25
Figur 20 Aktive filtre kompenserer for det urene signalet fra den ulineære lasten og summen blir et rent sinussignal. ....	25
Figur 21 Enlinjeskjema som viser en likeretter sammen med et aktivt filter.....	26
Figur 22 Ladeforløp med konstant ladestrøm og tilsvarende celledspenning for helt eller delvis utladet batteri.....	28
Figur 23 Ladeforløp med varierende ladestrøm og tilsvarende celledspenning for helt eller delvis utladet batteri. ....	28
Figur 24 Ladeforløp med delvis konstant strøm.....	29
Figur 25 Flytdiagram for modell av utlading av batteri. ....	30
Figur 26 Spenning og intern motstand gitt av SoC. ....	31
Figur 27 Eksempel på modell for lading av batteri, med hensyn på nettets begrensninger.....	32
Figur 28 Eksempel på modell for lading av batteri uten begrensninger i nettet.....	33
Figur 29 Samlet modell for lading av batteri.....	34
Figur 30: Eksempel på kobling av batteribank.....	35
Figur 31 Forenklet ekvivalentdiagram for et batteri.....	36
Figur 32 Thevenin-basert modell av et batteri.....	37
Figur 33 Hurtigladestasjonen målingene er gjort på. ....	38
Figur 34 Instrument som skal brukes til logging av strøm.....	39
Figur 35 Bruk av ladestasjonen over et døgn. ....	40
Figur 36 Eksempel på ladeforløp, et av de lengste fra måleperioden.....	41
Figur 37 Effektuttak over en ladeperiode. ....	42
Figur 38 Effektuttak over et kortere ladeforløp.....	42
Figur 39 Strøm til ladestasjonen over en uke. ....	43
Figur 40 Fluke 434 Power Quality analyser.....	44
Figur 41 Harmoniske bidrag vist som søyler.....	45
Figur 42 Strømsignal med harmonisk forvrengning.....	45
Figur 43 Harmoniske bidrag vist som søyler.....	46

Figur 44 Spenningsignal med harmonisk forvrengning.....	46
Figur 45 Modell av nett, batteri og hurtigladestasjon i SIMULINK.....	48
Figur 46 Strømflyt fra nett, fra og til batteri og til lasten, simulert over et døgn.....	50
Figur 47 Laderate C og ladetid i timer. ....	51
Figur 48 Kapasitet i amperetimer i batteriet gjennom simuleringsperioden. ....	52
Figur 49 Ladeforløp hvor batteriet supplerer nettforsyningen. ....	53
Figur 50 Effekt fra nett og effekt til last over et døgn.....	54
Figur 51 Oversikt over høyspent distribusjonsnett med aktuell nettstasjon markert. ....	56
Figur 52 Skisse av analysesystem ved hurtigladestasjonen på Gløshaugen.....	57
Figur 53 Spenningsverdier i hver node ved forskjellige lasttilfeller. ....	59
Figur 54 Totale tap i linjer i det simulerte systemet med og uten tilknyttet batteribank. .....	60
Figur 55 Skisse av fiktivt analysesystem.....	61
Figur 56 Spenningsamplitude i noder i p.u. ved forskjellige lastsituasjoner.....	62
Figur 57 Tap i linjer med og uten lokal lagring.....	63

## Tabelliste

Tabell 1 Kravene til kortvarig overspenning, kortvarig underspenning og spenningsprang.....	4
Tabell 2 Maksimale verdier for flimmerintensitet de respektive nett og tidsintervall. ...	4
Tabell 3 Krav til maksimal størrelse $U_h$ ved de forskjellige harmoniske ordene. ....	6
Tabell 4: Forskjellige ladetyper med varierende effektuttak og ladetid.....	12
Tabell 5: Sammenligning av noen kjente typer batterier.....	16
Tabell 6 Spenningsverdi, impedans og effektflyt i systemet.....	58
Tabell 7 Spenningsnivå, impedans og effektflyt i systemet. ....	61
Tabell 8 Sammenligning av sentrale resultater fra lastflytanalysene. ....	69

## 1 Innledning

Områder med tung belastning er et økende problem i det norske overføringsnett. Forbruket hos sluttbrukere er økende, samtidig som bruken av elektrisitet forandres. Økt bruk av effektkrevende laster setter høyere krav til overføringskapasitet og stiller nye krav til eksisterende nett. Hurtigladedestasjoner for elbiler er et populært tema i disse dager. En rekke stasjoner er allerede i drift og flere utbygginger er under planlegging. Samtidig som hurtigladedestasjoner åpner dører for bruken av elbiler, som økt rekkevidde og fremkommelighet, følger det utfordringer med utbyggingen av slike stasjoner. Ladestasjonene er et typisk eksempel på laster med høyt effektuttak over relativt kort tid. I allerede tungt belastede nett, eller svake nett, kan dette bety store utfordringer.

I tilfeller med for tung belastning i eksisterende nett vil dagens løsningen høyst sannsynlig være å utbedre nettet i det aktuelle området, altså øke overføringskapasiteten og dermed unngå overbelastning. Dette er kostbart og gjør at nettet i mange tilfeller vil være overdimensjonert i store deler av året. Et alternativ til å øke overføringskapasiteten er å installere et energilagringssystem i nærheten av store laster som kan supplere nettet i perioder ved behov. I et slikt system kan lagringsmediet lades i perioder med lavt forbruk og supplere nettforsyningen i perioder med høyt forbruk. Dette vil redusere effekttopper i forbruket og dermed behovet for økt overføringskapasitet i nettet.

Oppgaven bygger videre på et fordypningsprosjekt høsten 2013, som omhandlet samme tematikk. Oppgaven presenterer teori om aktuelle temaer for prosjektet, hvor deler er hentet fra fordypningsprosjektet. Dette innebærer teori om det norske overføringsnett, elbiler og hurtigladedestasjoner, lagringsalternativer og systemer hvor lokal lagring er implementert. Videre er det gjort målinger av harmonisk støy og strømlogging fra en hurtigladedestasjon for kartlegging og drøfting.

Målingene er videre brukt i simuleringer og analyser hvor lokal lagring er implementert. Her er det gjort en dynamisk analyse, hvor hensikten er å simulere en situasjon der nett, lokal lagring og last benyttes i samme system. Videre er det gjort lastflytanalyser av to forskjellige systemer. Et system er basert på nettet hvor den målte ladestasjonen er plassert, i tillegg til et fiktivt system som skal representere et nett i mindre sentrale områder. Analysene er brukt til å drøfte nytten og påvirkningen energilagring ved hurtigladedestasjoner vil ha på nettet.

## 2 Det norske overføringsnett

I dette kapitlet vil teori om det norske kraftnettet, tung belastning av nett og forbruksmønstre bli presentert i korte trekk.

### 2.1 Oppbygging av overføringsnett

Det norske overføringsnett er delt inn i tre hoveddeler der hver del har hver sin funksjon. Sentralnettet er begrepet brukt om den delen av nettet som strekker seg over lengst strekninger og har høyst spenning og overføringskapasitet. Spenningsnivåene i denne delen av nettet er 132 kV, 300 kV eller 420 kV. Nettet skal binde sammen produksjon og forbruk i et landsdekkende system, i tillegg til noe overføring til utlandet. Statnett er ansvarlig for drift, vedlikehold og utbygging av sentralnettet.

Neste del er regionalnettet, som fungerer som et mellomledd mellom sentralnettet og distribusjonsnettet. Regionalnettet strekker seg typisk over fylker eller regioner, og vanlige spenningsnivåer her er 66 kV eller 132 kV. Regionalnettet driftes av mer lokale nettselskaper i de forskjellige regionene. Regionalnettet kan også brukes til innmating av produksjon og uttak til sluttbrukere. Spesielt kraftintensiv industri eller kunder med høye effektuttak kan være koblet direkte til regionalnettet i stedet for å gå veien om distribusjonsnettet.

Distribusjonsnettet er den siste nettdelen, som lokalt skal sørge for levering av kraft til sluttbrukeren, eksempelvis husholdning, næring og industri. Distribusjonsnettet deles videre inn i to nivåer. Fra regionalnettet og frem til fordelingstransformatoren er typisk spenningsnivå 11 kV eller 22 kV. Denne delen betegnes som høyspent fordelingsnett. Herfra går den elektriske energien ut til den enkelte sluttbruker, som har et spenningsnivå på 230 V eller 400 V.

I Norge har man forskjellige lavspennings distribusjonsnett. Hovedsakelig har vi nett bestående av 230 V IT-nett. I noen grad har vi også 230 V TT-nett og 230/400 V TN-nett. I TN nettet er fasespenningen 230 V, mens linjespenningen er 400 V. Det norske distribusjonsnettet, altså hovedsakelig 230 V IT-nett, ansees som ganske svakt sammenlignet med andre land. En av grunnene til dette kan være lange avstander det norske distribusjonsnettet må strekke seg over. Lavere linjespenning gir også lavere kapasitet ved bruk av ledere med samme tverrsnitt, og med vårt IT-nett er også dette en grunn til at nettet ansees som svakt. En undersøkelse gjort av Sintef i samarbeid med 6 forskjellige nettselskaper viser at så mye som 50 % av det norske distribusjonsnettet kan være svakere enn nett basert på referanseimpedans, satt av International Electrotechnical Commission (IEC)[1]. Installasjon av tunge laster i områder med svakt nett kan fort bli problematisk og føre til behov for utbedring av nettet.

Videre kan nettet være enten et såkalt radielt eller masket nett. Masket nett, eller ringnett, vil ha flere forsyninger til samme punkt, som betyr at man vil fortsatt ha forsyning ved feil på en linje. I sentrale områder er det vanlig å ha masket nett på høyspent distribusjonsnett, eller på regionalnettet. I mindre bebygde områder kan høyspent distribusjonsnett potensielt strekke seg over lange avstander, og det er av den grunn vanligere å ha et radielt nett.

[2]



## 2.2 Lover og krav ved norsk nettdrift

Verdier og krav i dette delkapittelet er hentet fra lovdata sine nettsider [3].

”Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet” (FoL) inngår i Energiloven, som er gitt av Olje –og energidepartementet. Følgende heter det om forskriftenes formål:

*”Forskriften skal bidra til å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet. Herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt”.*

I forskriften er det satt en rekke krav til blant annet leveringspålitelighet og spenningskvalitet. Ettersom utfordringer knyttet til problemstillingen i denne oppgaven omhandler nettopp leveringspålitelighet og spenningskvalitet, vil noen av disse kravene bli nevnt i følgende delkapitler.

### 2.2.1 Frekvens

Variasjoner i nettets frekvens oppstår i tilfeller der det er høyere produksjon enn forbruk (frekvensen øker) eller når det er høyere forbruk enn produksjon (frekvensen synker). Systemansvarlig skal i områder som midlertidig er uten fysisk tilknytning i tilgrensende overføringsnett, sørge for at spennings frekvens normalt holdes innenfor  $50\text{Hz} \pm 2\%$ .

### 2.2.2 Langsomme spenningsvariasjoner

Langsomme spenningsvariasjoner oppstår gjerne hvor man har svake nett og tilkobler store laster. Det kan også oppstå hvis for eksempel sluttbrukere har for store sikringer og dermed bruker mer effekt enn hva nettet er dimensjonert for eller ved at transformatoren er feil trinnet. Dette er derfor, som nevnt tidligere, det mest aktuelle kravet med tanke på spenningskvalitet for denne oppgaven. Verdiene skal bli målt i tilknytningspunkt i lavspenningsnettet og som et gjennomsnitt over et minutt. Spenningen skal da til enhver tid ligge i et intervall på  $\pm 10\%$  av nominell spenning.

### 2.2.3 Kortvarig overspenning, kortvarig underspenning og spenningsprang

Kortvarig overspenning defineres som en hurtig økning i spennings effektverdi til over  $110\%$  av avtalt spenningsnivå, med varighet fra 10 millisekunder til 60 sekunder. Kortvarig overspenning kan typisk oppstå ved feil i nettet, start/stopp av elektriske motorer eller ved lynnedslag.

Kortvarig underspenning, eller spenningsdipp, defineres om en hurtig reduksjon av spennings effektverdi til under  $90\%$ , men høyere enn  $5\%$ , av avtalt spenningsnivå. Også her er varigheten mellom 10 millisekunder og 60 sekunder. Hovedårsaken til kortvarig underspenning er kortslutninger i nettet, men det kan også forekomme som grunn av tilkobling eller oppstart av store motorer i svake nett [4].

Spenningsprang defineres som en endring av spennings effektverdi innenfor  $10\%$  av avtalt spenningsnivå, som skjer fortere enn  $0,5\%$  av avtalt spenningsnivå per sekund. Spenningsprang uttrykkes ved stasjonær og maksimal spenningsendring som gitt ved henholdsvis:

$$\%U_{Stasjonær} = \left( \frac{\Delta U_{Stasjonær}}{U_{avtalt}} \right) * 100\%$$

og

$$\%U_{maks} = \left( \frac{\Delta U_{maks}}{U_{avtalt}} \right) * 100\%$$

hvor  $\Delta U_{stasjonær}$  er stasjonær spenningsendring som følge av en spenningsendringskarakteristikk,  $\Delta U_{maks}$  er den maksimale spenningsendringen i løpet av en spenningsendringskarakteristikk og  $U_{avtalt}$  er avtalt spenningsnivå. Også for spenningsssprang er tilkobling av store laster den største årsaken. Kravene gitt i FoL for slike hendelser er vist i tabell 1 og de deles inn etter spenningsnivå på det aktuelle nettet.

**Tabell 1 Kravene til kortvarig overspenning, kortvarig underspenning og spenningsssprang.**

Kortvarige overspenninger, kortvarige underspenninger og spenningsssprang	Maksimalt antall tillatt pr. flytende 24-timersperiode [kV]	
	$0,23 \leq U_N \leq 35$	$35 < U_N$
$\Delta U_{stasjonær} \geq 3 \%$	24	12
$\Delta U_{maks} \geq 5 \%$	24	12

Tabellen viser grenseverdiene for antall kortvarige overspenninger, kortvarige underspenninger og spenningsssprang som er tolerert per døgn på forskjellige spenningsnivåer av nettet og av  $\Delta U_{stasjonær}$  og  $\Delta U_{maks}$ .

### 2.2.4 Flimmer

Flimmer innebærer synlige variasjoner i lys som følge av raske spenningsvariasjoner i forsyningen. Årsaker til flimmer kan eksempelvis være frekvenskontrollerte elektriske maskiner, vindmøller, sveiseutstyr eller andre årsaker til lastvariasjoner [5]. Man deler flimmer inn i to grupper, korttids flimmerintensitet og langtids flimmerintensitet. Korttids intensitet blir målt over en periode på ti minutter. Langtids intensitet er beregnet ut fra 12 korttidsintervaller over en to timers periode.

Flimmerintensitet gis i en egen skala. Mennesker blir utsatt for lys med forskjellige grad av flimmerintensitet fra en 60W glødelampe, og skalaen baseres på hvorvidt folk oppfatter flimmet i lyset. Ved 1 på skalaen oppfatter minst halvparten av folk flimmet i lyset. Også for flimmer er kravene delt inn etter spenningsnivået på nettet, se tabell 2. De maksimale verdiene er for tilknytningspunktet med nominell spenningsnivå [5].

**Tabell 2 Maksimale verdier for flimmerintensitet de respektive nett og tidsintervall.**

	$0,23 \leq U_N \leq 35$	$35 < U_N$	tidsintervall
Korttidsintensitet av flimmer, $P_{st}$ [pu]	1,2	1,0	95% av uken
Langtidsintensitet av flimmer, $P_{lt}$ [pu]	1,0	0,8	100% av tiden

### 2.2.5 Spenningsusymmetri

Spenningsusymmetri i et system vil si at linjespenningens effektverdier, eller fasevinklene mellom linjespenningene, ikke er like. Årsaker til usymmetri i nettet kan eksempelvis være ubalanse i trefase-installasjoner, tilkobling av tunge enfase-laster som enfase motorer eller sveiseutstyr, samt ved feil mellom en leder og jord eller to

ledere [6]. Grad av usymmetri uttrykkes ved forholdet mellom den positive og negative sekvenskomponenten, og er gitt av formelen:

$$\frac{U_-}{U_+} = \sqrt{\frac{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} * 100\%$$

der  $U_-$  er spenningens negative sekvenskomponent,  $U_+$  er spenningens positive sekvenskomponent og  $\beta$  er gitt av formelen:

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

hvor  $U$ -verdiene representerer linjespenningens grunnharmoniske komponent mellom de nummererte fasene.

Graden av usymmetri, som det er vist utregningsmetode av over, skal ikke overstige 2% i tilknytningspunkt, målt som gjennomsnitt over 10 minutter.

## 2.2.6 Overharmoniske spenninger

Overharmoniske spenninger er sinusformede spenninger med frekvens lik et multiplum av forsyningsspenningens grunnharmoniske frekvens. Årsaker til harmoniske spenninger i nettet er gjerne forskjellige typer kraftelektronikk, som frekvensomformere eller likerettere. Lysrør, sveiseutstyr, TVer og datamaskiner er eksempler på utstyr som genererer harmoniske spenninger [7]. Total harmonisk forvrengning av spenningen, ofte omtalt som THD (Total harmonic distortion), er gitt av formelen:

$$\%THD_U = \frac{\sqrt{\sum_2^{40} U_h^2}}{U_1} * 100\%$$

hvor  $U_1$  er den grunnharmoniske komponenten, og hver enkelt harmoniske komponent  $U_h$  er uttrykt ved formelen:

$$\%U_h = \frac{U_h}{U_1} * 100\%$$

hvor  $h$  er den harmoniske orden.

Videre er kravene til overharmoniske spenninger i nettet forskjellige avhengige av spenningsnivået på det aktuelle nettområdet. Kravene er delt i tre, der første del er fra og med 230 V og opp til 35 kV. Neste inndeling er fra 35 kV og opp til 245 kV. Siste inndeling strekker seg fra 245 kV og oppover. Krav gjeldende for høyspent og lavspent distribusjonsnett er mest aktuelt for dette prosjektet. Kravene presentert i tabell 3 gjelder derfor for linjer i spenningsområdet 230 V til 35 kV.

Tabell 3 Krav til maksimal størrelse  $U_h$  ved de forskjellige harmoniske ordene.

Odde harmoniske				Like harmoniske	
Ikke multiplum av 3		Multiplum av 3			
Orden h	$U_h$	Orden h	$U_h$	Orden h	$U_h$
5	6,0%	3	5,0%	2	2,0%
7	5,0%	9	1,5%	4	1,0%
11	3,5%	>9	0,5%	>4	0,5%
13	3,0%				
17	2,0%				
19, 23, 25	1,5%				
>25	1,0%				

Videre skal ikke den totale harmoniske forvrengingen, altså verdien for  $THD_U$ , overstige 8% eller 5%, målt som snitt over henholdsvis ti minutter og en uke.

Som det blir drøftet senere i 5.2.1 om kraftelektronikk vil likerettere, litt avhengig av type og modell, generere mest av harmoniske i ordene 3, 5, 7 og 11. Det vil si at kravene for disse ordene, samt  $THD_U$ , vil være viktigst å redusere.

### 2.3 Tung belastning av norske nett

Norge har i snitt et overskudd av energi årlig, noe som er grunnen til at vi til tider overfører kraft til Europa. Knapphet på energi er derfor ikke et problem for norsk energisektor. Derimot er knapphet på overføringskapasitet et økende problem. I perioder med høyt forbruk, for eksempel en kald vinterdag, kan det være problematisk å overføre nok effekt til forbrukere. Tung belastning av nettet fører til varmeutvikling (tap), som videre kan skade utstyr og redusere levetid på komponenter i systemet. Ved høy belastning vil vern slå inn og koble ut nettet, og kan mørklegge store områder. Utkoblinger resulterer i høye kostnader, avhengig av varighet og utbredelse, samtidig som det kan ha store negative konsekvenser for industri og andre sluttbrukergrupper.

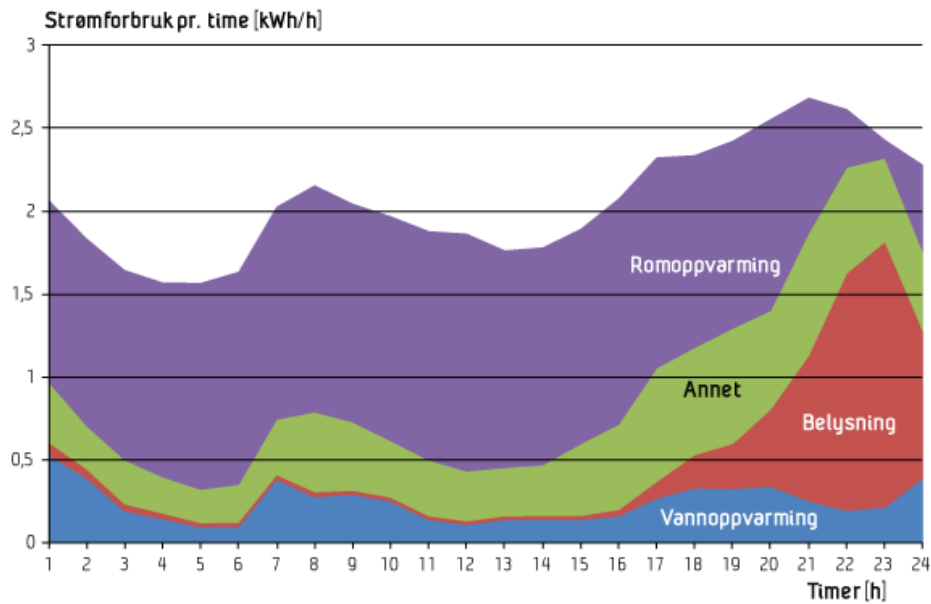
Det vil i årene som kommer investeres store summer for å gjøre nødvendige utbedringer i nettet, både i distribusjonsnett, regionalnett og sentralnett. Som eksempel planlegger Statnett i kommende tiårsperiode en årlig investering på mellom 5 og 7 milliarder kroner i kraftledninger, transformatorstasjoner og mellomlandskabler [8].

### 2.4 Forbruksmønster og effekttopper

Begrenset overføringskapasitet i perioder med høyt forbruk er altså et økende problem i norske kraftnett. Kartlegging av forbruksmønstre er derfor viktig for å kunne forutsi fremtidig forbruk og effekttopper. Bruksmønstre for samme forbrukergruppe er i stor grad likt, både når det gjelder dagsvariasjoner eller variasjoner over lengre tidsperioder. Man kan ofte se likheter i forbruksmønsteret til for eksempel to forskjellige husholdninger, mens variasjon i forbruket til et næringsbygg og en husholdning vil være forskjellige.

#### 2.4.1 Døgnvariasjoner

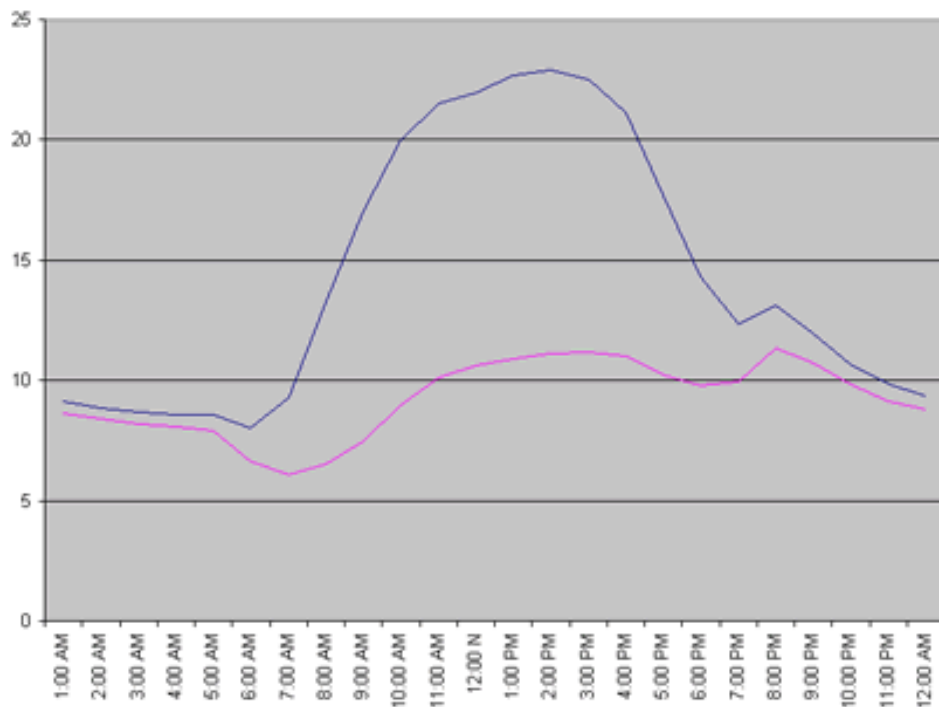
Like brukergrupper vil i stor grad bruke strømmen samtidig. Som et eksempel er daglig lastvariasjon i en typisk norsk husholdning vist i figur 1.



Figur 1: Strømforbruk i en husholdning over et døgn [9].

Diagrammet er hentet fra Sintef og er basert på målinger gjort hos husholdningskunder i samarbeid med Fosenkraft. Forbrukskurven viser at forbruket vil ha en topp i morgentimene før beboere drar på jobb eller skole. deretter synker forbruket, for å så øke på ettermiddagen når folk kommer hjem. Videre holdes forbruket høyt utover kvelden når beboere er hjemme og mye av elektronikken i huset blir brukt.

Til sammenligning viser figur 2 typiske lastprofiler over et døgn for næringsbygg, der den blå kurven viser forbruk for en virkedag og den lilla forbruk for en Søndag. Aksene viser forbruk i kW, i forhold til klokkeslett.



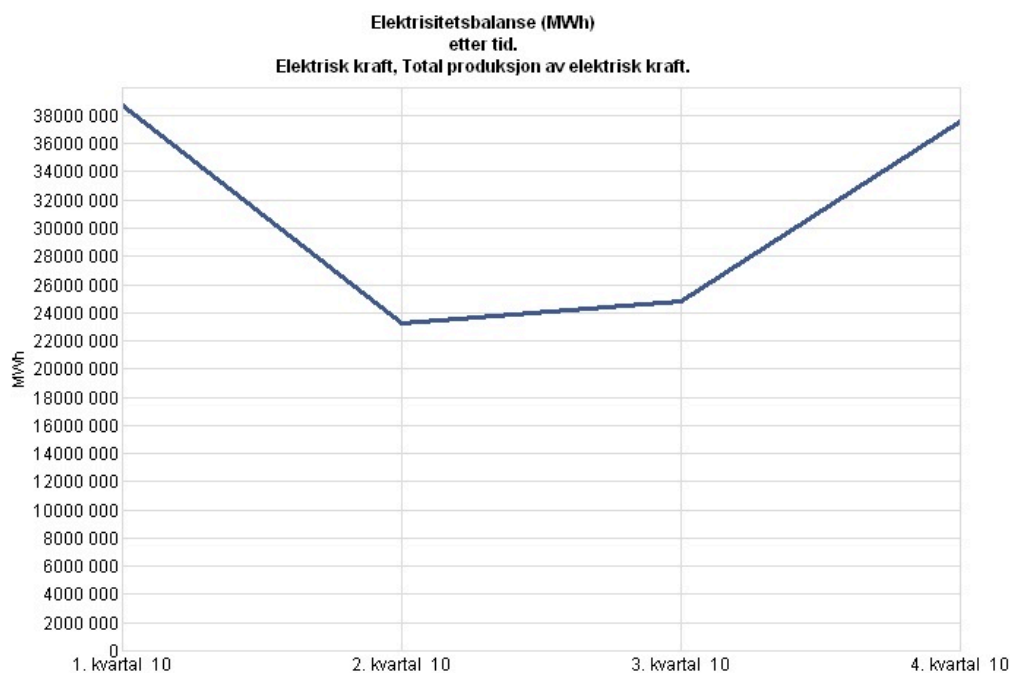
Figur 2: Eksempel på variasjoner i forbruk over et døgn for næringsbygg [10].

Figur 1 og 2 viser godt hvordan forbruket til forskjellige sluttbrukergrupper varierer. Næringsbygg vil ha høyest forbruk mellom 07.00 og 17.00, altså innenfor ordinær arbeidstid. Husholdninger vil derimot ha høyest forbruk før og etter denne perioden. Med hensyn på nettoverføring og effekttopper er det en fordel at samlet lastprofil fra flere kunder er så jevn som mulig. Den totale lastprofilen i områder bestående av forskjellige brukergrupper vil ofte bli jevnere og gi lavere effekttopper, sammenlignet med et område bestående av samme type sluttbrukere med like forbrukskurver.

Det kan også gjøres tiltak for å jevne ut forbruket hos sluttbrukere, som å bruke såkalte AMS-målere (Avanserte målesystem) og smarte nett. Man kan for eksempel styre forbruk på ikke tidskritiske laster i en husstand, som oppvarming av varmtvann, slik at varmtvannet varmes når forbruket til andre applikasjoner er lavt. Dette vil gi en glattere lastprofil hos kunden uten å gå på bekostning av kundens behov eller komfort.

#### 2.4.2 Årsvariasjoner

I Norge, hvor det er stor forskjell på sommer og vinter, vil det også være store årsvariasjoner i forbruket.



Kilde: Statistisk sentralbyrå

**Figur 3: Total norsk elektrisk produksjon i 2010 [11].**

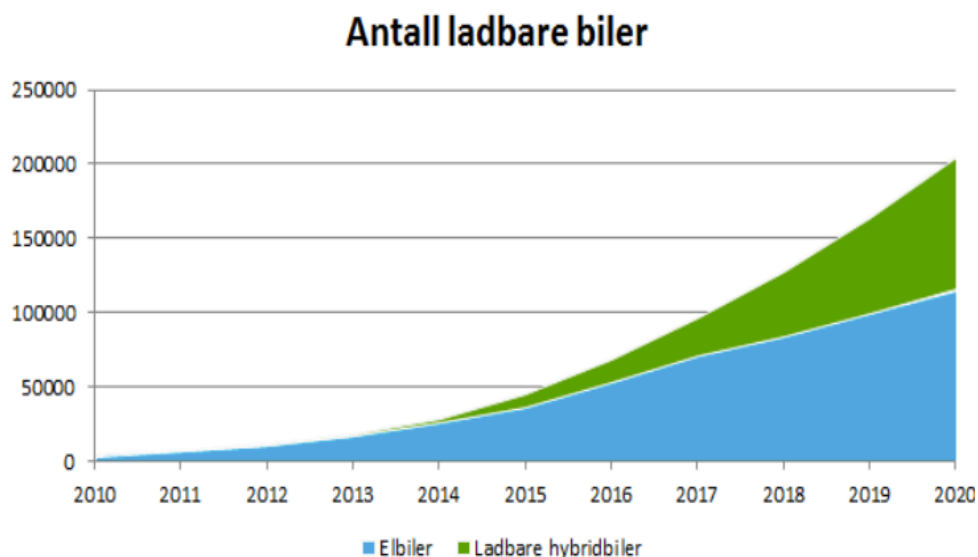
Norsk elektrisk produksjon i MWh i 2010 er vist i figur 3. Produksjonen tilsvarer forbruket, sett bort fra import og eksport av energi. Forbruket er naturligvis høyest i vintermånedene. Det betyr at de største effekttoppene vil være typisk en av de kaldeste dagene i året, i en av timene på døgnet med høyest forbruk. I slike perioder vil belastningen på nettet være høyest.

### 3 Elbiler og hurtigladestasjoner

I dette kapitlet vil informasjon om bruk av elbiler i Norge bli presentert. Videre vil teori om ladestasjoner, bruksmønstre og deres påvirkning av nettet beskrives.

#### 3.1 Økende antall elbiler i Norge

Antall ladbare biler, et begrep som innebærer helelektriske biler og ”plug-in”-hybrider, var i Norge i midten av 2013 over 13000. Dette antallet øker stadig. I snitt selges det mellom 400 og 600 nye elbiler hver måned [12].



Figur 4 Prognose av fremtidig elbilsalg i Norge frem mot 2020 [13].

Prognosen vist over er gjort av ”Grønn Bil”, og er en oppdatert versjon etter klimaforliket i 2012. En undersøkelse gjort av ZEROs transportavdeling viser at med 100 000 elbiler vil man trenge totalt 500 hurtigladestasjoner for at alle bilene skal lade effektivt og ved behov. Dette tilsvarer utbygging av omlag 60 nye stasjoner hvert år fremover [14]. Tallet er basert på erfaringer fra Japan, der man har kommet frem til at det er behov for én hurtigladestasjon per 200 elbiler. Man kan anta med bakgrunn i prognosen over at det innen 2020 vil være omkring 200 000 ladbare biler i Norge, som videre vil kreve 1000 hurtigladestasjoner og utbygging av omlag 120 stasjoner årlig. Videre er kostnadene for en hurtiglader anslått til å være 500 000 NOK [14], noe som gir et en total kostnad på 500 mill. NOK til utbygging av hurtigladestasjoner.

#### 3.2 Bruk av elbiler

Størst andel ladbare biler er i byer eller områder i nærheten av en større by. Akershus og Oslo er fylkene med høyest andel elbiler, henholdsvis 3556 og 2792 per Juni 2013 [15]. Videre følger Hordaland, Rogaland og Sør-Trøndelag, som alle dekker store byer. Elbiler er godt egnet til daglig bruk over forholdsvis korte avstander, som til og fra jobb i urbane områder. Elbilbilister får også goder som bruk av kollektivfelt, slipper bompenger og får gratis parkering på kommunale parkeringsplasser, noe man kan dra stor nytte av i byer.

Elbiler har tidligere vært og er fortsatt i hovedsak bil nummer to hos de fleste eiere, altså et supplement til en bensin- eller dieselbil. Men på bare noen få år har det skjedd mye på elbilfronten. For bare noen år siden ble det i all hovedsak solgt modeller som Buddy og Think, biler som er lite egnet til å kjøre lengre avstander [16]. På de siste

årene har batteriteknologien utviklet seg mye, som resulterer i at rekkevidden på elbiler har økt kraftig. Samtidig har det kommet nye og mer attraktive modeller, som Tesla model S. Denne bilen har samme rekkevidde som en vanlig bensin eller diesebil. Resultatet er at elbilen kan erstatte bensinbilen helt, og bli primærbilen i en husstand. Dette vil gi økt bruk utenfor bynære områder, som videre setter nye krav til infrastruktur og tilrettelegging for elbiler utenfor byer.

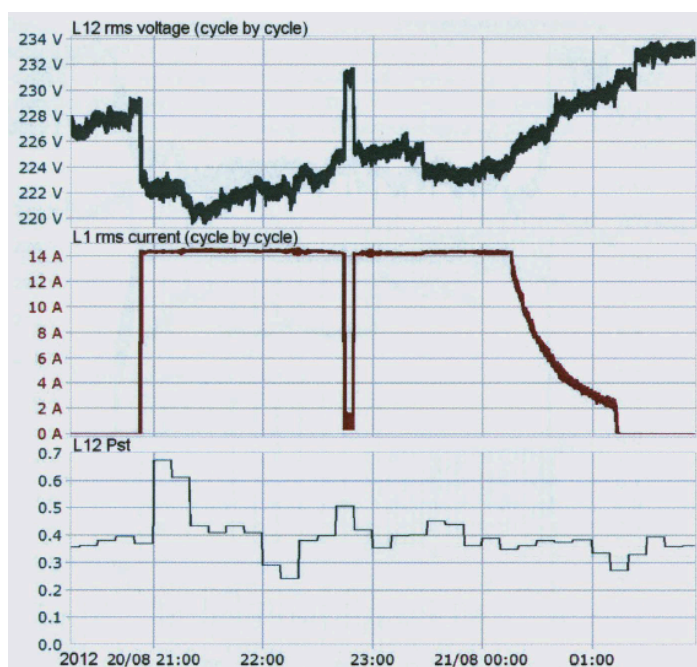
### 3.3 Påvirkning i nettet

Ladestasjoner for elbiler kan få konsekvenser for nettet på forskjellige måter. Tung belastning eller overbelastning er en av disse. Topplasten på nettet øker med lasten ladestasjonen representerer og spesielt sett i sammenheng med allerede eksisterende laster i nettet kan det bli problematisk med tanke på termisk belastning på linjer og transformatorer. I tillegg gir det økt spenningsfall over linjene, som resulterer i redusert spenning ved andre laster og sluttbrukere i systemet.

Den andre påvirkningen er spenningskvalitet. Dette innebærer overharmoniske strømmer, spenningsflimrer og hurtige spenningsendringer eller spenningsprang. Hvordan spenningskvaliteten påvirkes avhenger også av type elbil som lader, ettersom forskjellige modeller har forskjellig lademønstre.

#### 3.3.1 Lademønstre

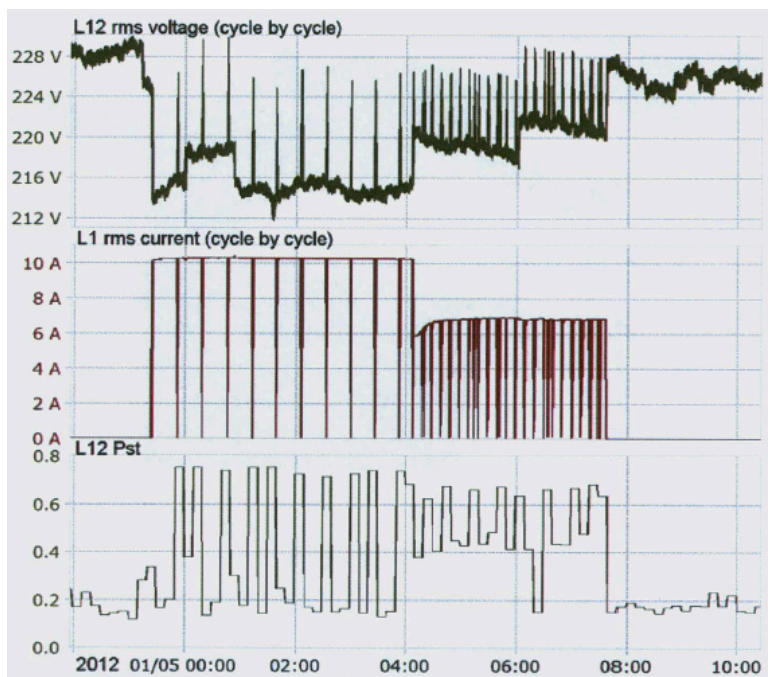
Forskjellige modeller ladbare biler har gjerne forskjellige ladeforløp, noe som betyr at elbilens påvirkning av nettet under lading varierer fra modell til modell. Eksempler på forskjellige lade karakteristikk er presentert i figur 5 og 6 og er hentet fra en teknisk rapport av Sintef [17]. I figurene viser øverste kurve spenning i uttaket, midterste kurve ladestrømmen og nederste kurve korttids flimmerintensitet.



Figur 5: Eksempel på ladeforløp med liten spenningsforstyrrelse under lading.

Figuren over er et typisk eksempel på ladeforløp som gir liten forstyrrelse av spenning i nettet og i tilkoblingspunktet. Laderen lader med stort sett jevn strøm frem til siste del av ladeperioden, som også gjør at spenningsverdiene i uttaket holdes rundt samme verdi.



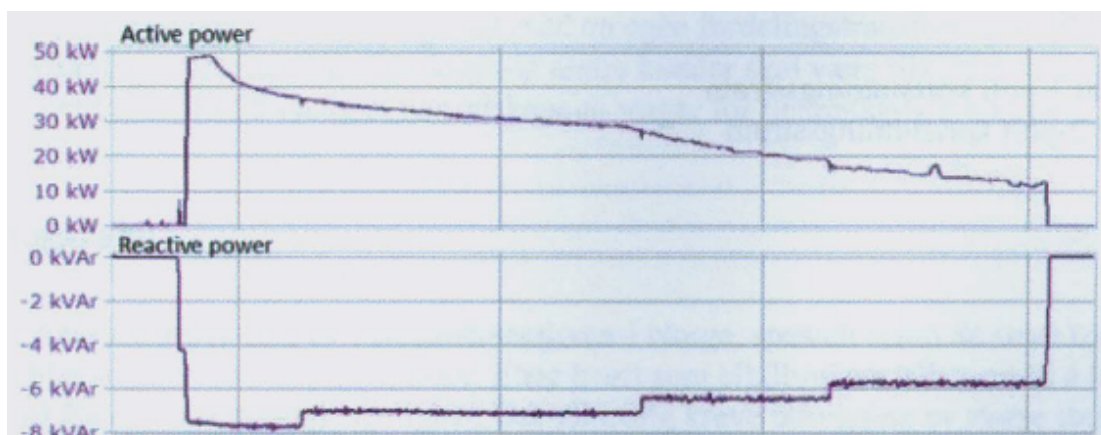


Figur 6: Eksempel på ladeforløp med større spenningsforstyrrelse under lading.

Ladeforløpet i figur 6 har i mye større grad et varierende ladeforløp. Ladeforløpet har korte perioder der ladestrømmen faller til 0, for å deretter øke til maks på 10 A. Dette gjør at spenningen ved uttaket varierer mye. Som et resultat kan man se på grafen over korttids flimmerintensitet at man får store variasjoner. Det må her nevnes at nettet er forskjellig dimensjonert i punktene målingene er gjort. I nettet i figur 5 er kortslutningsstrømmen i ladepunktet 540 A, mens den i figur 6 er 210 A. Dette gjenspeiles i spenningsvariasjonen, der spenningen i figur 5 faller fra omkring 228 V til rundt 220 V på det minste med 14 A ladestrøm. I figur 6 faller derimot spenningen helt ned til rundt 212 V med samme utgangspunkt, samtidig som ladestrømmen kun er 10 A.

Ladeforløpet vist i figur 5 vil være forholdsvis uproblematisk med hensyn på spenningskvalitet. Ladeforløpet i figur 6 kan derimot være problematisk med tanke på flimmer og hurtige spenningsprang i nettet [17].

Figur 7 viser ladeforløpet for en hurtiglade-stasjon.



Figur 7 Eksempel på ladeforløp for en hurtiglade-stasjon [18].

Figuren viser at ladeeffekten vil være høyest i starten av ladeforløpet og at effekten deretter synker utover i ladeforløpet. Stasjonene har også en negativ reaktiv effekt, som betyr at den forsyner nettet med reaktiv effekt under lading. Man kan også se antydninger til at effekten rampes opp over en liten tidsperiode ved oppstart av lading. Ved ladeslutt vil ladeforløpet derimot falle momentant til 0 kW [19].

### 3.4 Ladestasjoner

I all hovedsak kan ladestasjoner deles inn i to grupper; normallading og hurtiglading. Her dekker begge begreper flere alternativer med forskjellige effektuttak. Noen alternativer for ladeuttak er listet i tabell 4. Antatt ladetid i tabellen tar utgangspunkt i batterikapasitet i de vanligste elbilene på dagens norske marked; Mitsubishi i-MiEV, Citroen C-ZERO og Nissan LEAF.

Tabell 4: Forskjellige ladetyper med varierende effektuttak og ladetid [20].

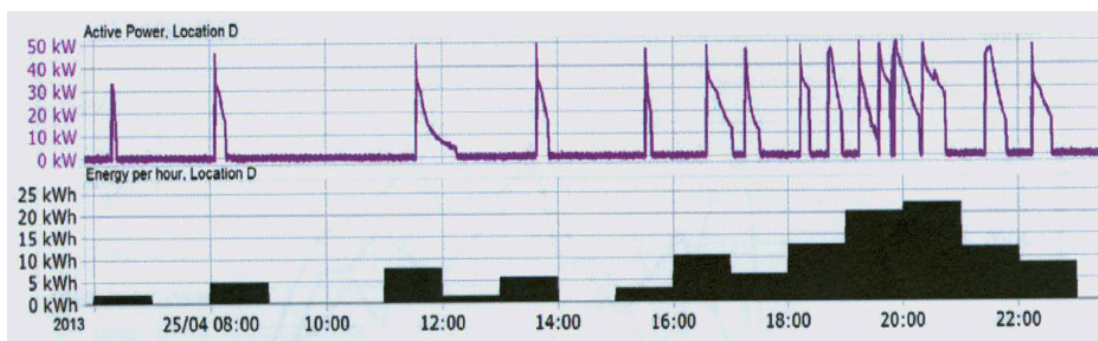
Type	Teknisk	Effekt [kW]	Ladetid, 0-80%
Husholdningskontakt	230V/10A/1fase	2,3	6-8 timer
Dedikert normalladeuttak	230V/16A/1fase	3,5	4-5 timer
Industrikontakt	230V/32A/3fase	12	1-1,5 time
Semihurtiglading	400V/32A/3fase	22	35-50 min
Hurtigladepunkt AC	400V/63A/3fase	43	20-30 min
Hurtigladepunkt DC	400-500V/100-125A	50	20-30 min

Ved normallading eller semihurtiglading forsyner ladestasjonen vekselstrøm til bilen. Ettersom batterier bruker likestrøm til ladning, må bilens lader være utstyrt med en likeretter for å omforme strømmen. Disse omformerne tåler typisk effektoverføring fra noen kW, til modeller i nær fremtid som kan takle effektoverføring mellom 40 og 50 kW [20]. Ved DC-lading vil ikke strømmen trenge å gå om likeretteren i bilen. En likeretter vil i stedet være plassert på ladestasjonen, og man slipper begrensningen for overføringskapasitet som ligger i bilens likeretter. Hurtigladeestasjoner er mer kostbare enn ladestasjoner med vekselstrøm, men kan altså øke effektoverføringen og redusere ladetid. Tabellen over viser et effektuttak for DC hurtiglading på 50 kW, men hurtigladerer leveres også med et høyere effektuttak. Tesla har nå installert flere av sin ladestasjon "supercharger" på strategiske plasser i Norge, hvor effektuttaket per ladestasjon er mellom 110-115 kW [21].

På markedet for hurtiglading er det flere standarder til de forskjellige bilene. Den Japanske løsningen "CHAdeMO" var først ute med en løsning for DC hurtiglading, og er tilpasset biler som Mitsubishi i-MiEV, Citroen C-ZERO og Nissan LEAF. Dette er en standard som foreløpig er brukt mye i Norge. "Combined Charging System", også kalt Combo, er en annen ladeløsning som kan bli fremtidig standard. Hovedsakelig amerikansk og tysk bilindustri har arbeidet frem Combo-løsningen. Fra 2013 skal bilene BMW i3, VW E-up! og Chevrolet Spark leveres med denne standarden. For Tesla kan man benytte seg av stasjoner med standarden "type 2" eller Teslas egne hurtigladerer [20].

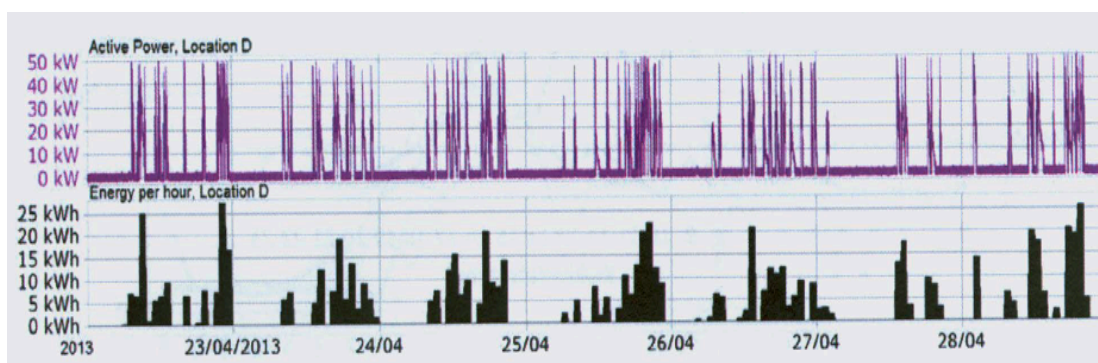
### 3.4.1 Bruksmønstre for hurtigladedestasjoner

Bruksmønstre for hurtigladedestasjoner vil variere basert på flere faktorer, som stasjonens beliggenhet, populasjon i området, antall stasjoner i området ect. Kartlegging av bruksmønsteret for en ladestasjon er viktig i planleggingen av lokal lagring, ettersom det vil være med på å avgjøre hvor stort effektuttak som kreves av lagringsmediet og hvor lang tid det skal levere effekt. Eksempel på dagsvariasjoner i effektuttak er vist i figur 8. Grafen er basert på målinger gjort av Sintef [22].



Figur 8: Effektuttak og energiforbruk over en dag.

Stasjonen er lite i bruk på dagtid, mens effektuttaket blir hyppigere på ettermiddagen og kvelden. Dette kan indikere at stasjonen er plassert i nærheten av trafikkert vei som typisk brukes mest på ettermiddagen/kvelden når folk er ferdig på jobb. Samme type variasjoner på samme stasjon er vist over en uke i figur 9.



Figur 9: Variasjoner i effekt og energiforbruk over en uke.

Av grafene kommer det frem at bruken er hyppigst i et bestemt tidsintervall av dagen, typisk fra klokken 16:00 til 22:00. Denne informasjonen er nyttig for kartlegging, og er viktig for dimensjonering og planlegging av et system med lagring knyttet til ladestasjoner.

## 4 Lagringsalternativer

Alternativene for lagring av energi av mange, der bruksområdet og egenskaper varierer for de forskjellige alternativene. Lagringsmediene for elektrisk energi kan hovedsakelig deles inn følgende grupper [23]:

- Mekaniske lagringsmedier
  - Pumpekraftverk
  - Trykkluftlagring
  - Svinghjul
- Elektrokjemiske lagringsmedier
  - Batteriteknologi
- Kjemiske lagringsmedier
  - Hydrogen
- Elektriske lagringsmedier
  - Superkondensator, DLC (double-layer capacitor)
  - SMES (Superconducting magnetic energy storage)
- Termiske lagringsmedier
  - Hovedsakelig benytte damp til å drive dampturbiner

Hver gruppe inkluderer forskjellige alternativer til lagring, som vist eksempler på i oversikten over. Dette gir de forskjellige alternativene ulike karakteristikk, som gir forskjellige bruksområder. Eksempler på avgjørende faktorer kan være mengde energi som skal lagres, virkningsgrad, energidensitet, effektdensitet, ladning og utladningskarakteristikk, osv [23].

Av lagringsalternativene nevnt over er enkelte mer aktuelle for denne problemstillingen enn andre. Noen av alternativene krever for eksempel en spesiell beliggenhet, som pumpekraftverk og lufttrykklagring. Andre alternativer har egenskaper som gjør de mindre aktuelle for lagring ved hurtigladestasjoner. Som eksempel har superkondensatorer (DLC) og SMES (superconducting magnetic energy storage) mange egenskaper som passer problemstillingen i denne oppgaven bra. Samtidig har de høy utladningsrate og er kostbare. Ettersom de har svært høy effekttettheten er disse lagringsmediene mest egnet til applikasjoner hvor det er behov for nesten umiddelbar respons fra lagringsmediet og høy effektoverførsel. Slike krav stilles ikke til lagringsløsningen i denne oppgaven, og de er derfor valgt bort som aktuelle løsninger.

Videre i oppgaven vil det tas utgangspunkt i at lagringsmediet vil være en batteribank. Begrunnelse for dette er at batterier er allsidige, det vil si at man kan velge mellom teknologier og finne en type som er best egnet for applikasjonen. Videre har mange batterier god virkningsgrad, god energi- og effekttetthet og generelt en ganske god levetid. Teknologeutviklingen for batterier tilsier også at kostnadene for batteriinstallasjoner vil fortsette med dagens trend og synke i årene fremover.

### 4.1 Batteriteknologi

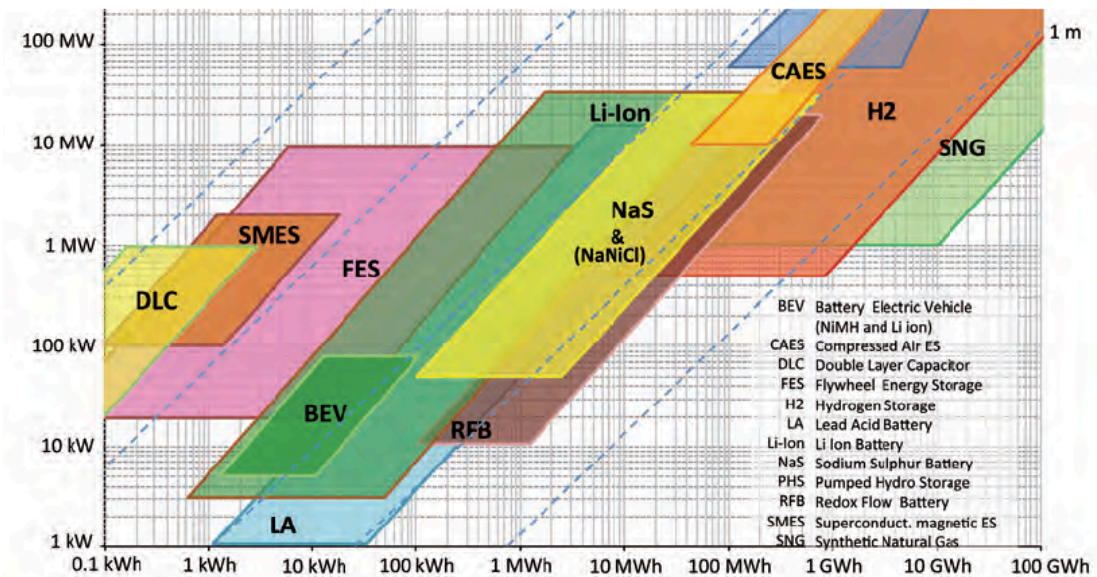
Utviklingen av batteriteknologi har vært stor i de siste årene og utvidet batterienes bruksområdet. Tidligere har det vært dyrt å installere batterier i systemer der store mengder energi skal lagres og de har derfor blitt nedprioritert til fordel for andre alternativer. Nå ser man at batteribanker kan egne seg til bruk i applikasjoner hvor store mengder energi skal lagres.

Det er mange forskjellige batterityper på markedet, der karakteristikken for typene varierer og dermed bruksområdene. Egenskaper som levetid, energi- og effektdensitet, virkningsgrad, batteritemperatur, utladningstid og kostnader er med på å bestemme hvilket bruk batteriene er egnet til. En sammenligning og kort oppsummering av noen typer batterier er vist i tabell 5. Inndelingen er etter fordeler, ulemper og hvorvidt de er egnet i effektkrevende og energikrevende applikasjoner. Med effektkrevende applikasjoner menes systemer med behov for høy effekt fra batteriene, men gjerne i korte perioder. Energikrevende applikasjoner krever ikke samme tilgang til effektuttak, men krever tilgang til energi over lengre tid, altså tilgang til store mengder energi. Batterier som er godt egnet til effektkrevende applikasjoner har derfor typisk rask ladning og utladningstid, og kan levere mye effekt over kort tid, altså en høy effekttetthet. Batterier egnet for energikrevende applikasjoner bør kunne lagre mye energi, og burde derfor ha en høy energitetthet. I tillegg burde de ha en lav selvutladningsrate, for å minimere tap av energi ved lagring over lengre tid.

Tabell 5: Sammenligning av noen kjente typer batterier [24].

Type batteri	Fordeler	Ulemper	Effektkrevende applikasjoner	Energikrevende applikasjoner
<b>Redoks-batterier</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>VRB</b> (Vanadium redox)</li> <li>• <b>PSB</b> (Polysulfide Bromide)</li> <li>• <b>ZnBr</b> (Zinc-Bromine)</li> </ul>	-Høy kapasitet	-Lav energitetthet	-Passer ganske godt	- Passer godt
<b>Metall-luft</b>	-Meget høy energitetthet	-Vanskelig å lade	-Ikke egnet	-Passer godt
<b>NaS</b> (Sodium-Sulfur)	-Høy effekttetthet -Høy energitetthet -Høy virkningsgrad	-Høye produksjonskostnader -Sikkerhet	-Passer godt	-Passer godt
<b>Li-ion</b> (Lithium-ion)	-Høy Effekttetthet -Høy energitetthet -Høy virkningsgrad	-Høye produksjonskostnader	-Passer godt	-Er mulig, men ikke praktisk eller økonomisk gunstig
<b>Ni-Cd</b> (Nickel-Cadmium)	-Høy effekttetthet -Høy energitetthet -Høy virkningsgrad	-Brukes hovedsakelig stasjonært grunnet fare for forurensning fra Kadmium	-Passer godt	-Passer ganske godt
<b>Blybatteri</b>	-Lave kostnader	-Begrenset ladesykluser ved dyp utladning	-Passer godt	-Er mulig, men ikke praktisk eller økonomisk gunstig

Som nevnt tidligere vil lagringsmediets energi –og effekttetthet være avgjørende for bruksområdet. Med tanke på dette brukes gjerne en energi-til-effekt (kWh/kW) faktor til sammenligning. En oversikt over forskjellige lagringsmedier og deres spesifiserte utladningseffekt og lagringskapasitet er gitt i figur 10.

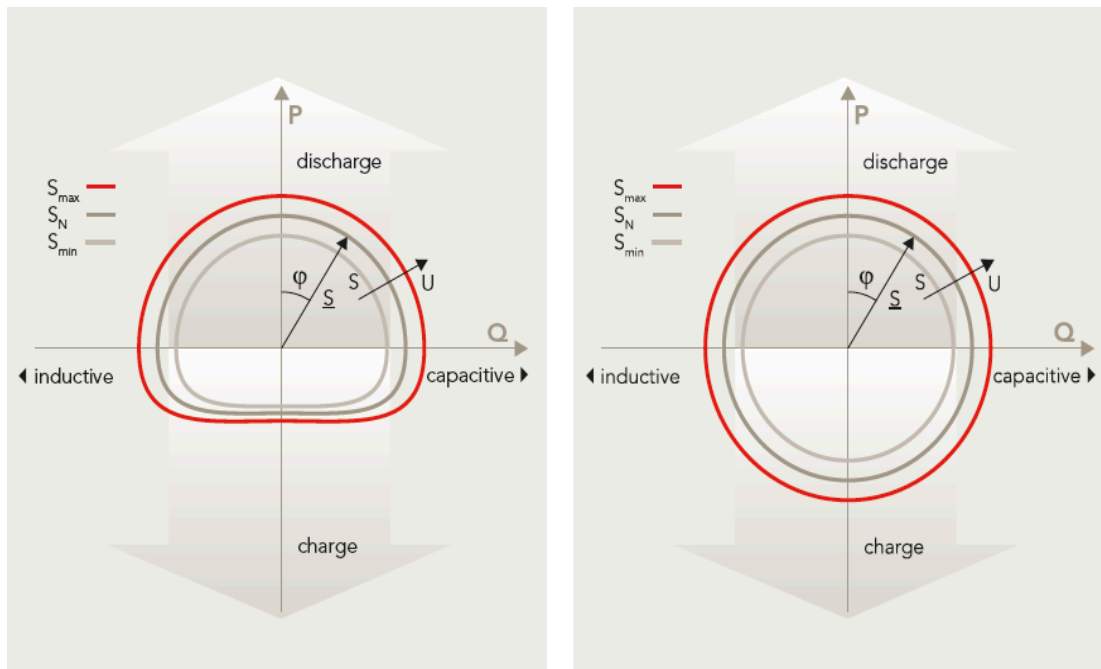


Figur 10 Forskjellige lagringsmedier, gitt av spesifisert utladings effekt og lagringskapasitet [23].

Som det kommer frem av figuren over, befinner batteriteknologiene inkludert i denne figuren seg i midten av lagringsmediene. I sjiktet med såkalt medium utladings tid, i størrelsesorden minutter til timer og energi-til-effekt rate mellom 1 og 10, finner man batteriteknologier som Li-ion, NaS og blybatterier. Det er også dette sjiktet som er mest aktuelt for problemstillingen i denne oppgaven med tanke på utladingsrate og lagringskapasitet.

#### 4.2 Vurdering av best egnede teknologier

Som vist i forrige delkapittel er det flere batteriteknologier som kan være aktuelle for oppgavens problemstilling. Blybatterier er muligens det mest utbredte alternativet. Teknologien har vært på markedet lenge, den er relativt enkel, lett tilgjengelig og billig. Blybatterier kan også fint anvendes til storskala lagring. Sammenlignet med andre teknologier kan blybatterier komme til kort på noen punkter, som virkningsgrad, ladetid og energitetthet [23]. Allikevel har blybatteriene egenskaper og en prislapp som gjør de høyst aktuelle for problemstillingen i denne oppgaven. Litium-ion er en annen type batterier som har hatt stor utvikling og har blitt en teknologi som er mye benyttet. Sammenlignet med blybatterier har Litium-ion batteriene en mye høyere energitetthet, noe som gjør dem bedre egnet i mobile installasjoner. Til sammenligning har blybatterier en energitetthet omkring  $0,013 \text{ m}^3/\text{kWh}$  [25], mens Li-ion har en energitetthet mellom  $0,004\text{-}0,00137 \text{ m}^3/\text{kWh}$  [26]. Videre har de en høyere virkningsgrad og lite vedlikehold. Dette resulterer i at prisen på slike batterier er høyere enn for blybatteri. Batteribanken i nærheten av ladestasjonen vil være stasjonær og størrelse på batteribanken vil trolig ikke ha veldig stor betydning for installasjonen. Batterienes energitetthet er derfor ikke like viktig som selvutladningsrate, effekttetthet og virkningsgrad. Lademønstrene for det to teknologiene er også forskjellig [27]. Figur 11 viser hvordan litium-ion og blybatterier typisk lades og utlades, som funksjon av aktiv, reaktiv- og tilsynelatende effekt, samt vinkel og størrelse på spenningen fra batteriet.



Figur 11 Egenskaper ved lading og utlading av Litium-ion og blybatterier [27].

Som det kommer fram av diagrammene i figur 11 har de to forskjellige batteritypene tilnærmet samme karakteristikk for utlading. Ved lading derimot, vil Litium-ion batterier kunne lade raskere enn blybatterier. Generelt sett kan man si at Litium-ion er egnet for effektkrevende applikasjoner, mens blybatterier er bedre egnet for applikasjoner som krever høy kapasitet [27]. I senere deler av oppgaven, hvor det er vist karakteristikk eller verdier for batterier, er det valgt å bruke blybatterier som eksempel. Dette er fordi det vurderes, med bakgrunn i tidligere drøfting, som den mest aktuelle teknologien for problemstillingen.

Videre kan man se at under utlading vil spenningen være kapasitiv. Det vil si at batterier også kan brukes til å kompensere reaktiv effekt som resultat av induktans i linjer hvis de supplerer et nett. Dette vil være en ekstra bidragsyter til å redusere spenningsfall i linjer.

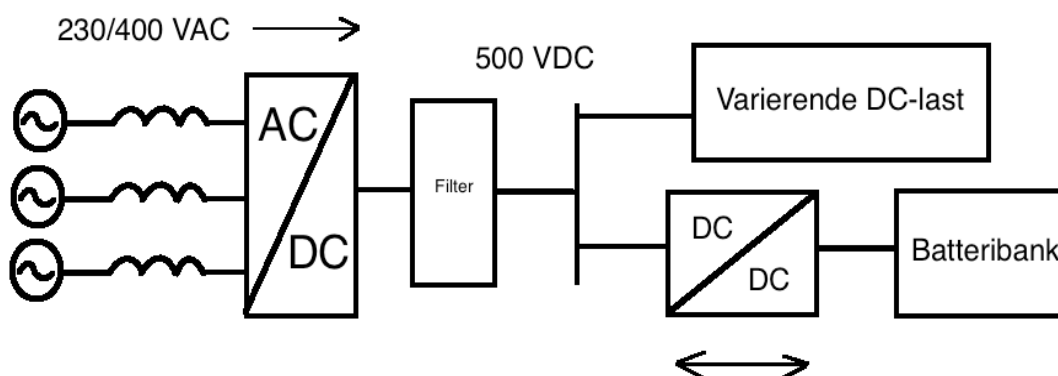


## 5 Nettsystem med energilagring

Et system med lagring nær en stor last vil være mer avansert og komplekst enn et system med kun forsyning fra nettet og en last. Omformere og utstyr for overvåking, styring og kontrollering av batteriene er komponenter som må inkluderes i det nye systemet. I dette kapitlet vil topologi og komponenter for det aktuelle systemet bli beskrevet, samt alternativer for batteristyring.

### 5.1 Topologi

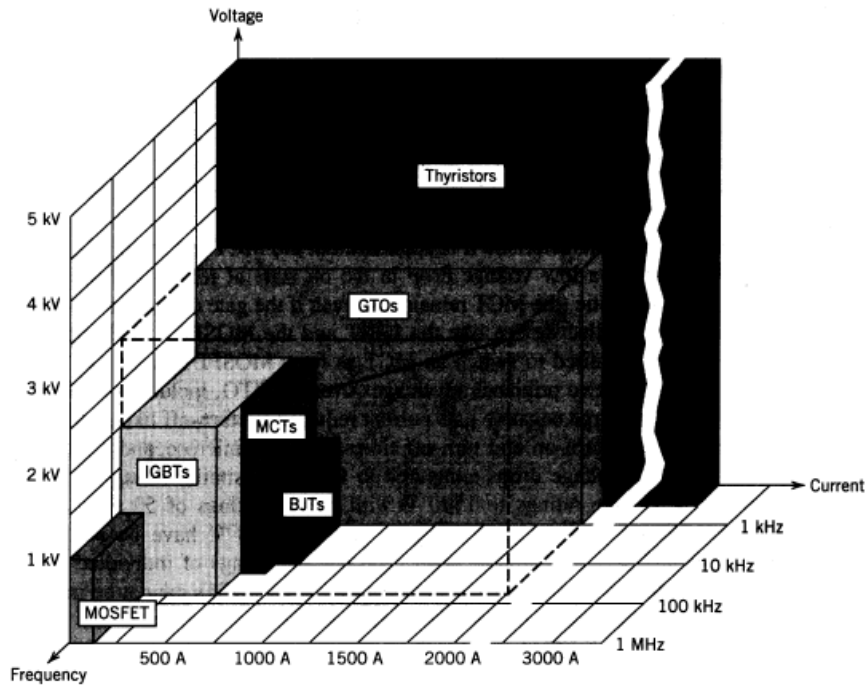
Oppbyggingen av systemet kan gjøres på forskjellige måter. Løsningen burde være så energieffektiv som mulig, samt økonomisk gunstig. Et forenklet blokkdiagram på hvordan systemet kan se ut er vist i figur 12.



Figur 12: Forenklet blokkdiagram av en løsning for systemet.

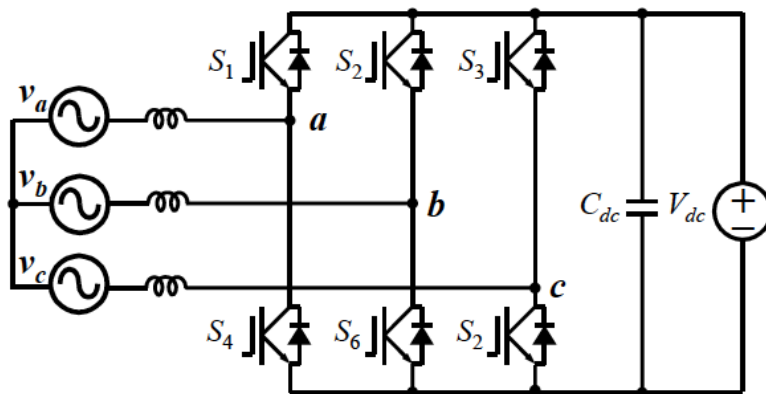
### 5.2 Omformere

Ettersom ladestasjonen lader med likestrøm, vi man trengte en trefase AC-DC omformer, dimensjonert for ønsket effektoverføring. Omformeren skal optimalt sett ha en høy virkningsgrad, samtidig som signalet ut skal være så rent som mulig uten mye harmoniske strømmer eller "ripple", altså ujevnheter i signalet. Mye harmonisk støy gir blant annet økte tap, redusert effektfaktor og kan gi overbelastning av nøytrallederen. Filtre brukes for å filtrere bort uønskede harmoniske signaler. Kontrollerbare brytere er ofte brukt i slike omformere, koblet i parallell med en diode. Vanlige typer er Metal-Oxide-Semiconductor-Field-Effect-Transistor (MOSFET) eller Insulated-Gate Bipolar-Transistor (IGBT) [28]. Som et alternativ til kontrollerbare brytere kan man også bruke dioder eller tyristorer. Hvilken type komponenter man vil bruke i omformeren avhenger blant annet av hvor stor effektoverføring systemet krever. Figur 13 viser en oversikt over de forskjellige alternativene man har for kontrollerbare brytere eller tyristorer, fordelt med hensyn på effektoverføring, maksimal strøm og spenning bryteren kan operere innenfor og bryterfrekvens.



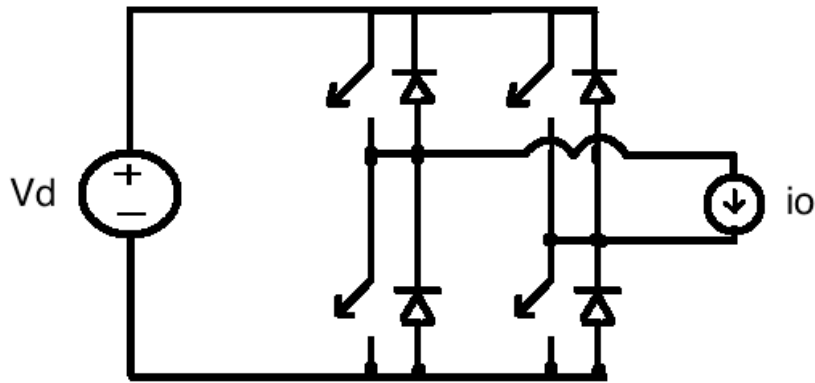
Figur 13 Oversikt over brytere og tyristorer til omformere [29].

Forskjellige topologier resulterer hovedsakelig i variasjon av kostnader og virkningsgrad for omformeren. Et eksempel på topologi for en AC-DC omformer er vist i figur 14.



Figur 14: Topologi for trefase AC-DC konverter [28].

Hvilken andre omformere man vil ha behov for er avhengig av hvilken topologi man velger for systemet. I løsningen vist i figur 12 vil man trenge en DC-DC konverter med mulighet for toveis lastflyt. Grunnen er at batteriene skal lades i perioder med lav last og utlades i perioder med høy last. En toveis DC-DC konverter er vist i figur 15.



Figur 15: Topologi for Full-bridge DC-DC omformer [30].

Omformeren kan transformere ned spenningen fra DC-siden av nettet til ønsket spenning for batteriene, eller transformere opp spenningen fra batteriene og mate ladestasjonene. Hvilken spenning man har inn og ut fra batteriene varierer, og kommer an på hvordan battericellene er koblet sammen (se delkapittel 5.4.1).

### 5.2.1 Harmoniske strømmer fra likerettere

Harmoniske strømmer vil forekomme der man har ulineære laster. Med ulineære laster menes utstyr som ikke gir rene sinusformede kurver. I systemer med slik utstyr vil det i tillegg til å trekkes strøm med grunnharmonisk frekvens  $f$  (50 Hz i Norge), også trekkes strømmer med andre frekvenser. Disse andre frekvensene har størrelser gitt av  $n \cdot f$ , der  $n$  varierer. For fysiske laster vil  $n$  være oddetall (3. harmoniske, 5. harmoniske, 7. harmoniske osv).

Virkingen av harmoniske strømmer vil være avhengig av systemets impedans. Kortslutningsytelse, som uttrykker impedansen i systemet, vil derfor påvirke forvrengningen av spenningen. Høy kortslutningsytelse betyr lav impedans i nettet, som videre vil gi mindre forvrengning av spenningen i systemet. Stive nett kan derfor tolerere mer støy og harmoniske strømmer enn svake nett, ettersom de har lavere serieimpedans [31].

Kraftelektronikk er en stor bidragsyter til harmoniske strømmer i nettet. Strømmen blir påvirket av elektronikken i likeretteren og som et resultat vil man få strøm som ikke er sinusformet. Strømmen man får som resultat er en sum av den grunnharmoniske sinuskurven og flere harmoniske bidrag. For enfase likerettere vil den 3. harmoniske komponenten være mest fremtredende. For trefase likerettere, som er aktuell i sammenheng med systemene i denne oppgaven, vil 5. og 7. harmoniske komponentene være mest fremtredende [32].

Harmoniske strømmer i nettet vil medføre at man får strøm i N-lederen. Videre kan disse strømmene bli så store at man må ta hensyn til dem i dimensjoneringen av anlegget. Videre fører harmoniske signaler til dårligere effektfaktor.

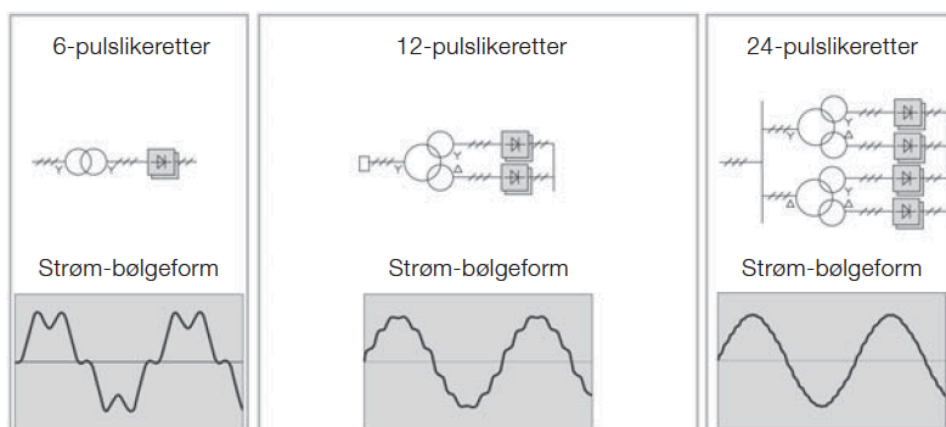
### 5.2.2 Tiltak mot harmoniske strømmer

Harmonisk støy i spenning og strømsignaler er ikke ønskelig, og det finnes flere tiltak for å redusere harmonisk støy. Noen tiltak vil bli gjort greie for i følgende delkapitler.

### 5.2.2.1 Forskjellige varianter av likerettere

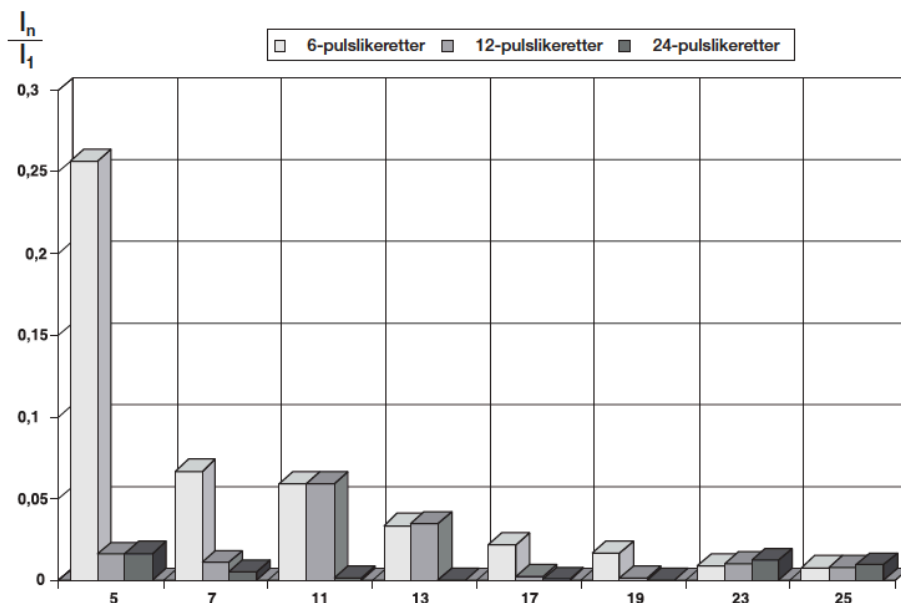
Som det er nevnt tidligere vil det være behov for en trefase likeretter for å forsyne ladestasjonen(e), og at disse er en kilde til harmonisk støy i nettet. Det finnes flere topologier og modeller av slike likerettere og de forskjellige løsningene varierer i mengde støy de gir. Vanligst er en såkalt "6-pulse" likeretter, som består av 6 dioder, en drossel (på enten AC eller DC-siden), samt en DC-kondensator som fungerer som et lavpass-filter for DC-strømmen. Denne likeretteren er enkel og billig, men genererer samtidig mye lavordens harmoniske (3., 5., 7. orden), spesielt ved lave impedanser [32].

Ved å koble to 6-pulse likerettere i parallell som forsyner samme DC-bus kan man konstruere en 12-pulse likeretter. Samme prinsippet brukes til å bygge en 24-pulse likeretter, nemlig at man kobler to 12-pulse likerettere i parallell. Ved bruk av en 12-pulse likeretter brukes en transformator med tre viklinger, tilsvarende to transformatorer ved en 24-pulse likeretter, se figur 16.



Figur 16 Kobling av de forskjellige likeretterne og tilhørende strøm-bølgeform [32].

I dette arrangementet vil sekundærviklingene være 30 grader faseforsøket. I en slik løsning vil noe harmoniske på tilførselsiden komme i motsatt fase og dermed bli eliminert. På grunn av dette vil den første harmoniske komponenten i systemet i teorien være den 11'e [32]. Som vist i figur 17 vil denne komponenten ha et vesentlig lavere bidrag enn komponentene av lavere orden.



Figur 17 Søylediagrammet viser de tre nevnte likeretternes bidrag av noen utvalgte harmoniske ordner [32].

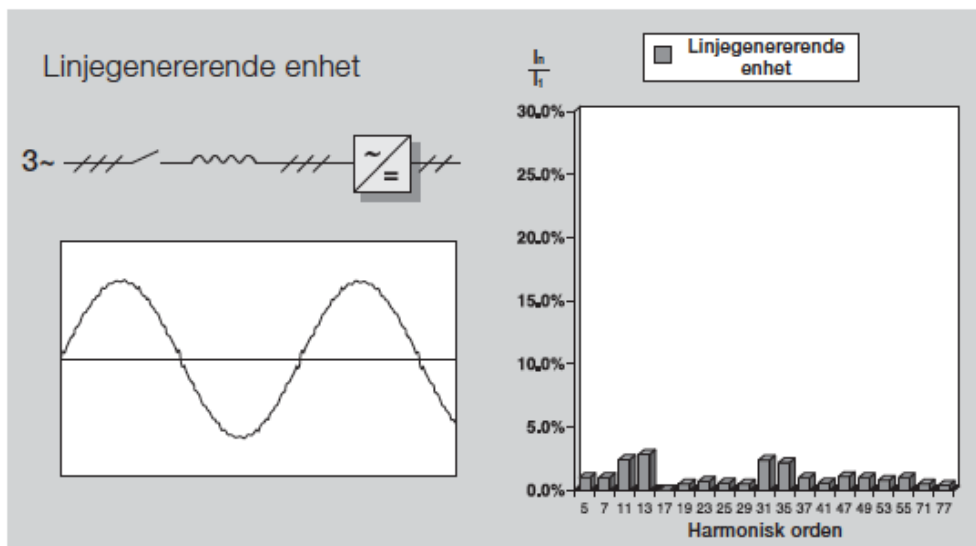
I figuren viser Y-aksen størrelse på strømmen til en harmonisk orden  $n$ , gitt av den grunnharmoniske, mens X-aksen viser harmoniske ordner. Denne løsningen genererer altså langt mindre støy, men krever samtidig spesialviklede transformatorer, samt dyrere likerettere.

#### 5.2.2.2 Bruk av halvlederkomponenter

Ved å erstatte diodene i en likeretter med halvlederkomponenter vil man, i tillegg til ha toveis effektlyt, kunne styre DC-spenningsnivået og forskyvningen i effektfaktor uavhengig av retningen strømmen flyter i. Bruk av slike brytere har mange fordeler, blant annet [32]:

- Sikker funksjon i tilfelle nettilførselen forsvinner.
- Mulig å generere reaktiv effekt.
- Spenningsøkingskapasitet. I tilfelle tilførselspenningen blir lav, kan DC-spenningen økes for å holde den høyere en tilførselspenningen.
- Lave harmoniske strømmer. Svært lave harmoniske bidrag ved lave frekvenser, noe høyere bidrag ved høyere frekvenser.

Likerettere med halvlederkomponenter vil altså generere lave harmoniske strømmer. Figur 18 viser at den harmoniske linjestrømmen ved bruk av en IGBT-likeretter og en oversikt over hvilke harmoniske ordner som har de høyeste bidragene for denne likeretteren. IGBT-brytere er en mye brukt komponent i kraftelektronikk og fra figur 13 ser man at den har et driftsområdet som passer systemet i dette prosjektet godt.



Figur 18 Harmoniske bidrag fra en IGBT-basert likeretter [32].

Det er altså mange fordeler med å bruke slike likerettere. Ulempen er i hovedsak høye kostnader.

### 5.2.2.3 Filtre

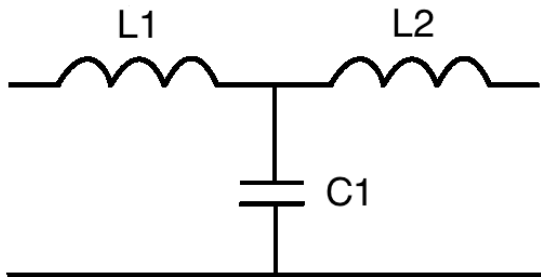
Filtre er elektroniske komponenter som blir installert for å begrense harmoniske strømmer i systemet. Filtrene kan plasseres i nærheten av støykilden og av den grunn slipper man at uønskete strømmer forplanter seg i nettet. Man har to typer filtre, parallellfiltre og seriefiltre. Shuntfiltre, eller parallellfiltre, har som funksjon å kortslutte de harmoniske strømmene, som oppnås ved at filtrene bygges slik at de har en lavere impedans for strømmer ved frekvensen man ønsker å fjerne i forhold til strømmer med andre frekvenser [33].

Seriefiltre skal derimot sperre for de harmoniske spenningene. Filteret passer godt for små apparater der applikasjonens funksjon kan bli påvirket av små forstyrrelser i nettet. Videre må disse filtrene dimensjoneres etter strømmen som trekkes, som vil si at for applikasjoner som trekker høy effekt vil et slik filter bli kostbart [33]. Ettersom systemet i dette prosjektet til tider vil trekke høy effekt, er ikke et slikt filter godt egnet.

Filtre deles også inn i kategoriene aktive og passive filtre. Passive filtre sperrer eller slipper kun igjennom gitte frekvenser. De består av induktorer og kondensatorer for å reduserer harmoniske strømmer og bedre effekt faktoren. Enkleste måte å gjøre dette på er å installere en induktor på AC-siden av likeretteren, som gir en samlet høyere effektiv verdi av induktansen på AC-siden og dermed reduserer de harmoniske strømmene [34].

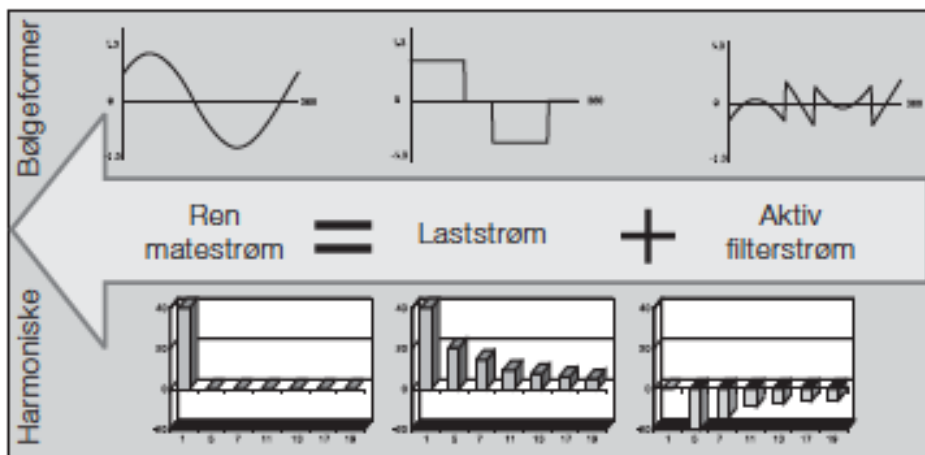
Induktorer (L), som brukes i passive filtre er relativt dyre og store, og det er derfor hensiktsmessig å ha et så rent signal fra kilden som mulig for å redusere filterstørrelsen. I sammenheng med høy effektoverføring og harmoniske med høy frekvens vil det ikke være lønnsomt å bruke kun en induktor som passivt filter, ettersom dette vil være dyrt og lite praktisk. Alternativt kan man eksempelvis bruke såkalt LCL filtre. Det er flere fordeler med å bruke LCL filtre, som at man vil oppnå en bedre demping av signaler ved høye frekvenser, enn man vil med kun et L-filter.

Videre har man totalt en lavere induktans i et slikt filter, noe som reduserer den fysiske størrelsen på filteret og dermed bedrer designet på systemet. Ettersom den totale reaktansen fra LCL-filter er lavere en bidraget fra et L-filter ved lave frekvenser, vil spenningsfallet over DC-link kondensatoren være lavere ved brukt av LCL filter, gitt samme frekvens og strøm [35]. Et enlinjeskjema av et LCL-filter er vist i figur 19.



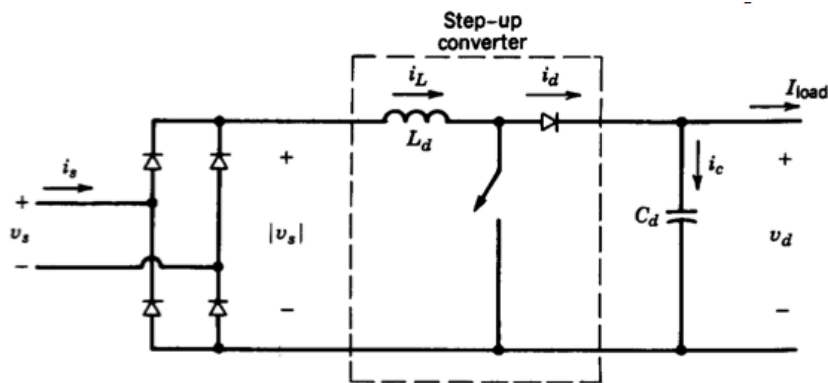
Figur 19 Enlinjeskjema av LCL-filter.

Aktive filtre vil derimot gi harmoniske strømmer som er motsatt rettet av de gitt fra støykilden, og signalene utligner dermed hverandre, se figur 20.



Figur 20 Aktive filtre kompenserer for det urene signalet fra den ulineære lasten og summen blir et rent sinusignal [36].

De aktive filtrene gir også en fasekompensasjon som resulterer i lavere effekttap. I aktive filtre brukes kraftelektronikk til å forme strømsignalet som trekkes fra likeretteren til å være sinusformet. En topologi for et aktivt filter en vist i figur 21 [34].



Figur 21 Enlinjeskjema som viser en likeretter sammen med et aktivt filter, samt en kondensator.

Figuren viser en topologi for en diodelikeretter, et aktivt filter, samt en kondensator for å gi et rent DC-signal. Topologien for det aktive filteret tilsvarer en såkalt "step-up converter", en DC-DC omformer som øker spenningen ut av omformereren.

#### 5.2.2.4 Oppdeling av nett

Ved oppdeling av nettet vil man installere fordelingstransformatorer mellom de ulineære lastene og resten av nettet. På grunn av transformatorene og reaktansene vil de harmoniske strømmene bli redusert ut mot resten av nettet. Dette vil ofte kreve store og dyre inngrep [37].

#### 5.2.2.5 Øke reaktans

Man kan redusere den harmoniske spenningen i systemet ved å øke reaktansen i tilførselsledningene til det apparatet som lager støy. Høy impedans i tilførselsledningene til utstyret som generer harmoniske forvrengning, samtidig som man har lav impedans i resten av kretsen, vil føre til redusert harmonisk spenning i koblingspunktene for de andre lastene [37]. Dette alternativet gjør at spennings tapet over linjene med økt reaktans vil være større. Alternativet er derfor best egnet i tilfeller med lav effektlyt. Denne løsningen vil derfor også trolig være lite egnet for problemstillingen i dette prosjektet.

#### 5.2.2.6 Dimensjonere nett og anlegg for harmoniske strømmer

En løsning vil være å beregne hvor mye harmonisk støy man vil ha og deretter dimensjonere systemet etter dette. Ved mye harmonisk forvrengning vil man trenge å overdimensjonere anlegg og utstyr, som er lite gunstig.

### 5.3 Styring og kontroll av batteriene

Styring og kontroll av batteriene er en viktig del av batteriinstallasjoner, ettersom det skal sørge for sikker drift. Man har forskjellige alternativer for kontrollering av batterier, og i følgende delkapitler vil det bli gjort greie hvordan batterier skal kontrolleres og alternativer for styring av batteriene.

#### 5.3.1 Battery management system (BMS)

Lagringsmediet krever et system for overvåking og kontroll som skal sørge for at mediet opererer innen spesifiserte rammer. Knyttet til batterier er det mest kjente begrepet for dette BMS, eller Battery Management System. Systemet må kunne lese av målinger fra batteriet, tolke dette og videre eventuelt gjøre justeringer. Typiske målinger som blir gjort er celle-spenning, celle-temperatur, strøm ved lading og strøm ved utlading. Ved tilfeller der man ikke har systemer som kontrollerer lik lading og utlading av batterimodulene vil svakere moduler svekkes fortere, og



resultatet kan være feil på hele batterisystemet. BMS-systemet skal derfor regulere lading og utlading slik at det skjer innen spesifikasjonene til batteriet. Dette gjelder både moduler koblet i serie så vel som parallell [38]. BMS-systemet skal også kunne kontrollere batteriets State-of-Charge (SoC), State-of-Health (SoH) og Depth-of-Discharge (DoD) [39]. SoC angir hvor mye kapasitet som er tilgjengelig i et batteri. 0% vil si at batteriet er helt flat, mens 100% vil si at batteriet er fulladet. SoC er en viktig parameter for om batteriene skal lades, utlades eller ingen av delene.

I tillegg til å sørge for at batteriet lades og utlades etter spesifikasjoner, vil nettets tilstand være en viktig del av styringen. For at batteriet skal lades i perioder hvor nettet er lite belastet og utlade i perioder med høy belastning, vil man trenge et styringssystem som gjør målinger av nettet, tolker disse, og videre gir beskjed om batteriet skal lades, utlades eller ingen av delene. Målinger av strøm i linjene vil direkte reflektere effektoverføringen, og dermed belastningen i linjene. Strømmålinger vil derfor være godt egnet til å styre lading/utlading av batteriene. Man må videre sette grenseverdier for strømmålingene. Når strømmen i linjene er under en gitt verdi vil det være tilgjengelig overføringseffekt i linjene, og batteriene kan lades hvis det er behov for det. Videre kan man sette en øvre grenseverdi, og ved strømføring over denne verdien vil batteriene utlades, gitt at det er tilgjengelig kapasitet i batteriet. I et intervall mellom disse verdiene vil batteriene verken lades eller utlades.

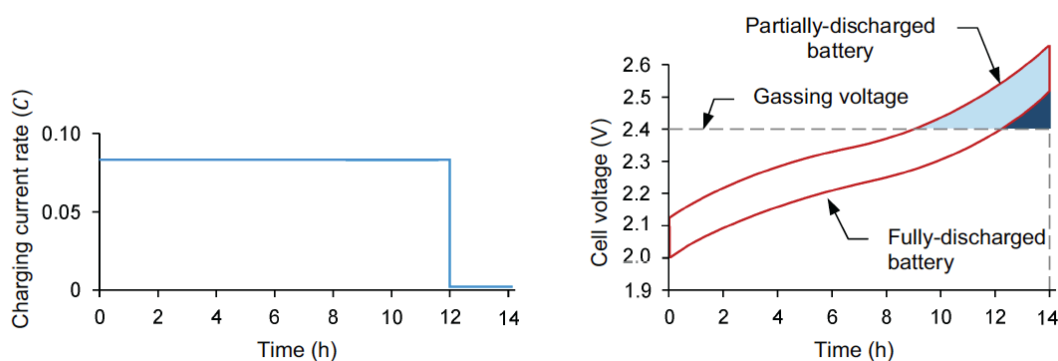
### 5.3.2 Alternativer for lading og utlading av batteriene

Det finnes mange valg for ladeforløp av et batteri. De forskjellige ladeforløpene avhenger av faktorer som tilgjengelig ladetid, virkningsgrad, og tilgjengelig strøm. Ladeforløp vil blant annet spille en rolle for batteriets levetid [40].

Ved en problemstilling som gitt i denne oppgaven, vil man ha mulighet til å lade batteriene over en relativt lang periode, det vil si ofte hele natten og gjerne også noe på dagtid. Samtidig kan tilgjengelig ladetid variere ettersom det ikke er mulig å eksakt forutsi når ladestasjonen vil bli brukt.

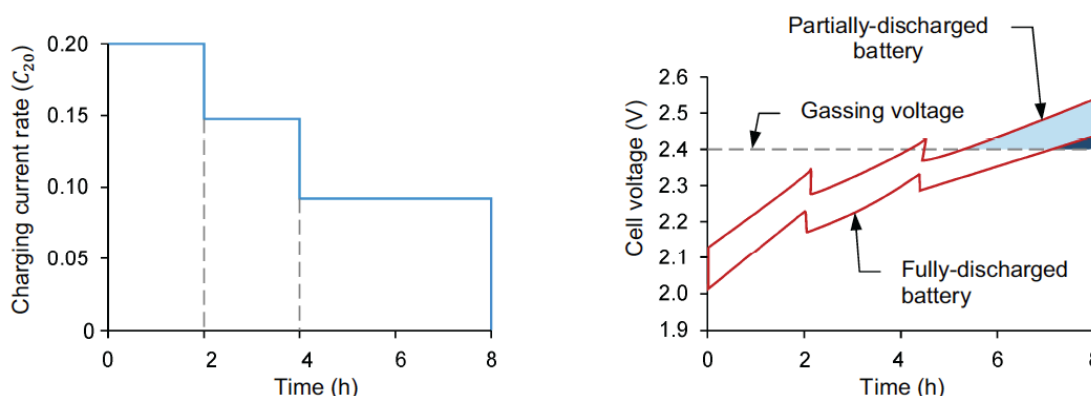
Ved utlading av et batteri har man gjerne en konstant strøm. Under lading har man derimot ofte varierende ladestrøm gjennom ladeperioden. Grunnen til dette er faren for å oppnå ”gassing voltage”. ”Gassing voltage” er den øvre grensen for celledspenning i batteriene. Når batteriet lades med konstant strøm vil celledspenningen i batteriene øke gradvis og tilslutt nå denne verdien. Hvis celledspenningen blir høyere enn dette kan det oppstå uønskede og skadelige kjemiske reaksjoner i batteriet. For blybatterier vil denne øvre grensen typisk være mellom 2,15-2,35 V per battericelle [41]. Lader man med konstant strøm under hele ladeperioden er det større fare for at denne verdien overstiges. En konsekvens er at man må redusere den konstante ladestrømmen for å unngå dette, som resulterer i en lengre ladeperiode. Hvis man derimot reduserer ladestrømmen mot slutten av ladeperioden vil man kunne ha en større ladestrøm som utgangspunkt og dermed redusere den totale ladeperioden.

Figur 22 viser til venstre et ladeforløp der ladestrømmen holdes konstant gjennom hele ladeperioden. Grafene til høyre viser tilsvarende celledspenningen for enten delvis eller fullt utladet batteri med denne typen lading.



Figur 22 Ladeforløp med konstant ladestrøm og tilsvarende cellespenning for helt eller delvis utladet batteri [42].

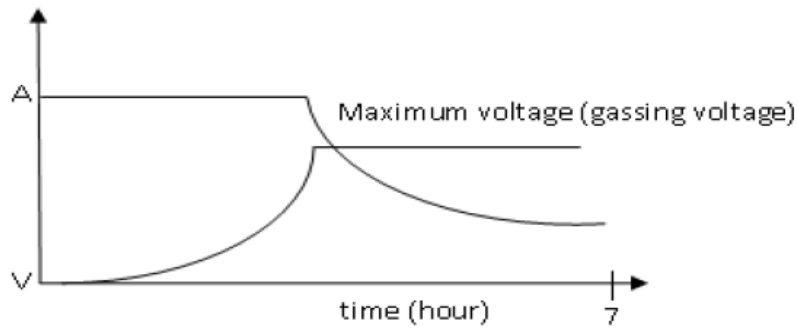
De samme parameterne vises i figur 23, men her ved et ladeforløp der ladestrømmen reduseres trinnvis.



Figur 23 Ladeforløp med varierende ladestrøm og tilsvarende cellespenning for helt eller delvis utladet batteri [42].

Ved sammenligning av ladeforløpene i figur 22 og 23, ser man at ladeperioden er lengre med konstant ladestrøm. Dette kommer av, som nevnt tidligere, at man må benytte en lavere ladestrøm for å unngå ”gassing voltage”. Ladestrømmen er i figurene gitt av en rate  $C$ , som er vanlig å benytte når det er snakk om lading eller utlading av batteri. Raten angir hvor høy strøm batteriet lades eller utlades med, gitt av batteriets kapasitet. Eksempelvis, har man et batteri med kapasitet på 100 Ah, vil 1C være 100 A. Det vil si at det vil ta 1 time å tømme et fulladet batteri. Er utladingsraten  $2C$ , vil strømmen ut av batteriet være 200 A og det vil ta 30 minutter å tømme et fullt batteri. Ved  $0,5C$  vil utladingsstrøm være 50 A og periode 2 timer. Man kan med grunnlag i dette se at ladestrømmen er innledningsvis høyere i ladeforløpet med varierende ladestrøm, og ladetiden er redusert.

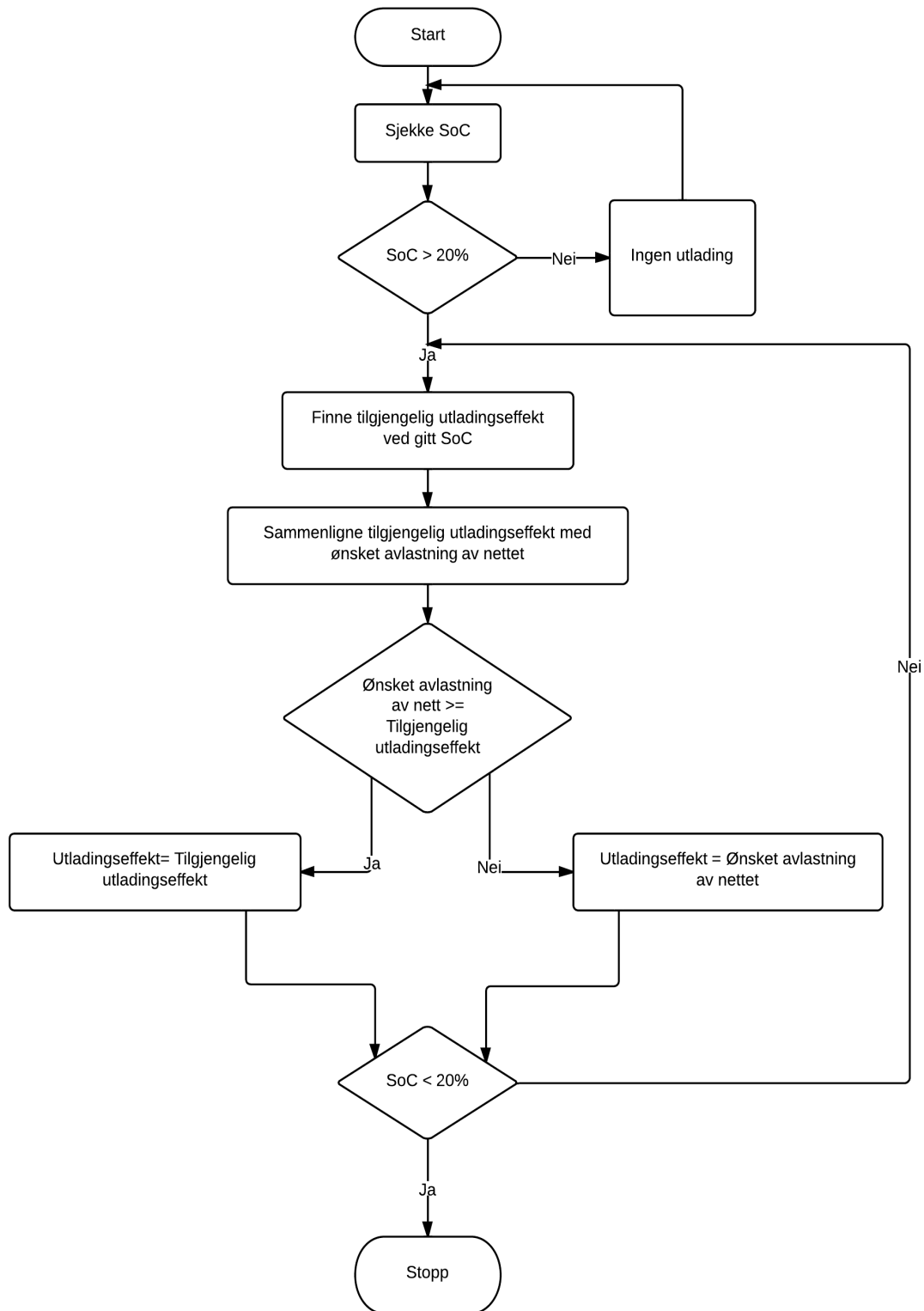
Som et tredje alternativ kan man redusere ladestrømmen gradvis, slik at cellespenningen etter hvert tilsvarer ”gassing voltage”, men ikke overstiger denne verdien. Eksempel på forløpet er vist i figur 24, der kurvene viser ladestrøm og tilsvarende cellespenning.



**Figur 24** Ladeforløp med delvis konstant strøm [40].

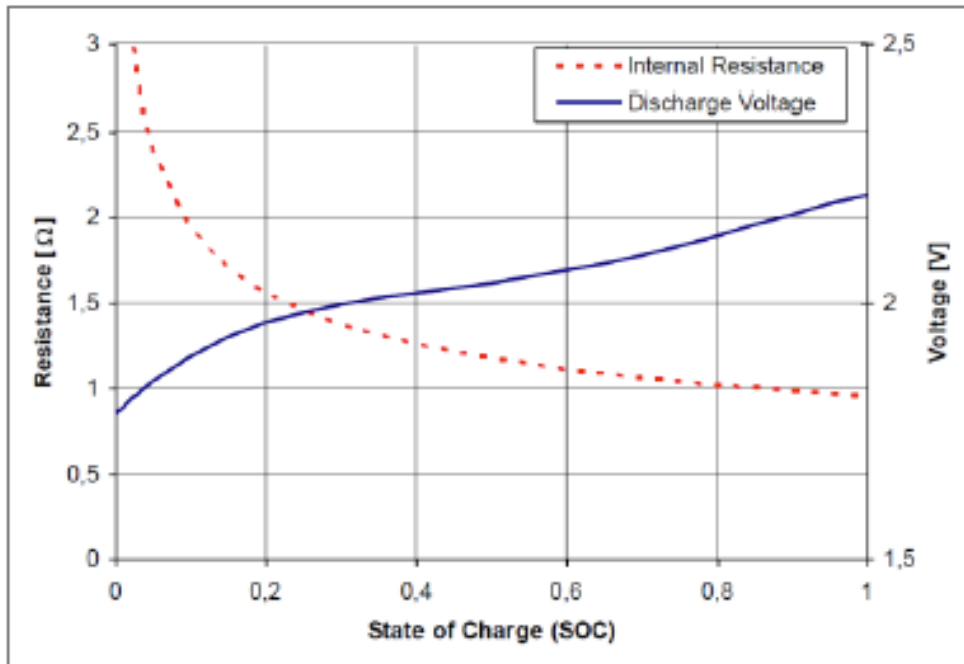
Under utlading bør batteriet utlades med nominell strøm gitt for batteriet, og utladingsraten bør holdes konstant. Dette gjelder frem til SoC rundt 20%, hvor utlading skal stoppes. Hvis batteriets utlades ytterligere, kan man risikere at elektrolytten i batteriet blir oppbrukt for ioner. Mangelen på ioner i elektrolytten vil resultere i at impedansen i cellene øker, og dens resistans vil hindre strømflyten ut av batteriet, se figur 26. Dette kan blant annet være med på å redusere batteriets levetid [40].

Et eksempel på en modell for utlading av et batteri er vist i figur 25.



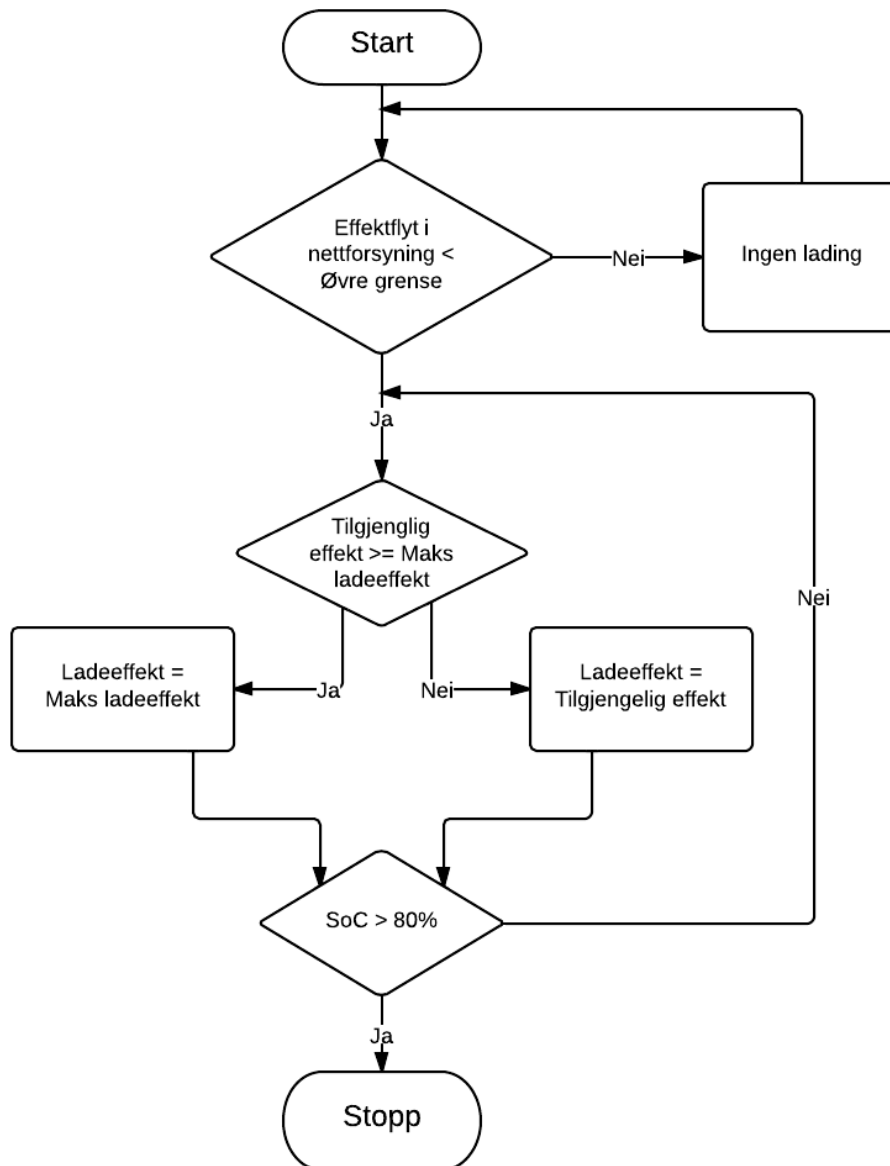
Figur 25 Flytdiagram for modell av utlading av batteri.

Fra batteriets SoC kan man finne tilgjengelig effektuttak i den gitte tilstanden. Den tilgjengelige utladingseffekten må videre sammenlignes med den ønskede avlastningen av nettet. Hvis ønsket avlastning er lik, eller høyere, enn tilgjengelig uttak fra batteriet benyttes tilgjengelig effektuttak. Hvis ønsket avlastning er lavere en tilgjengelig uttak, reduseres utladingseffekten. Denne syklusen gjentas helt til batteriet når SoC på 20%, hvor batteriet vil slutte å forsyne lasten.



Figur 26 Spenning og intern motstand gitt av SoC [43].

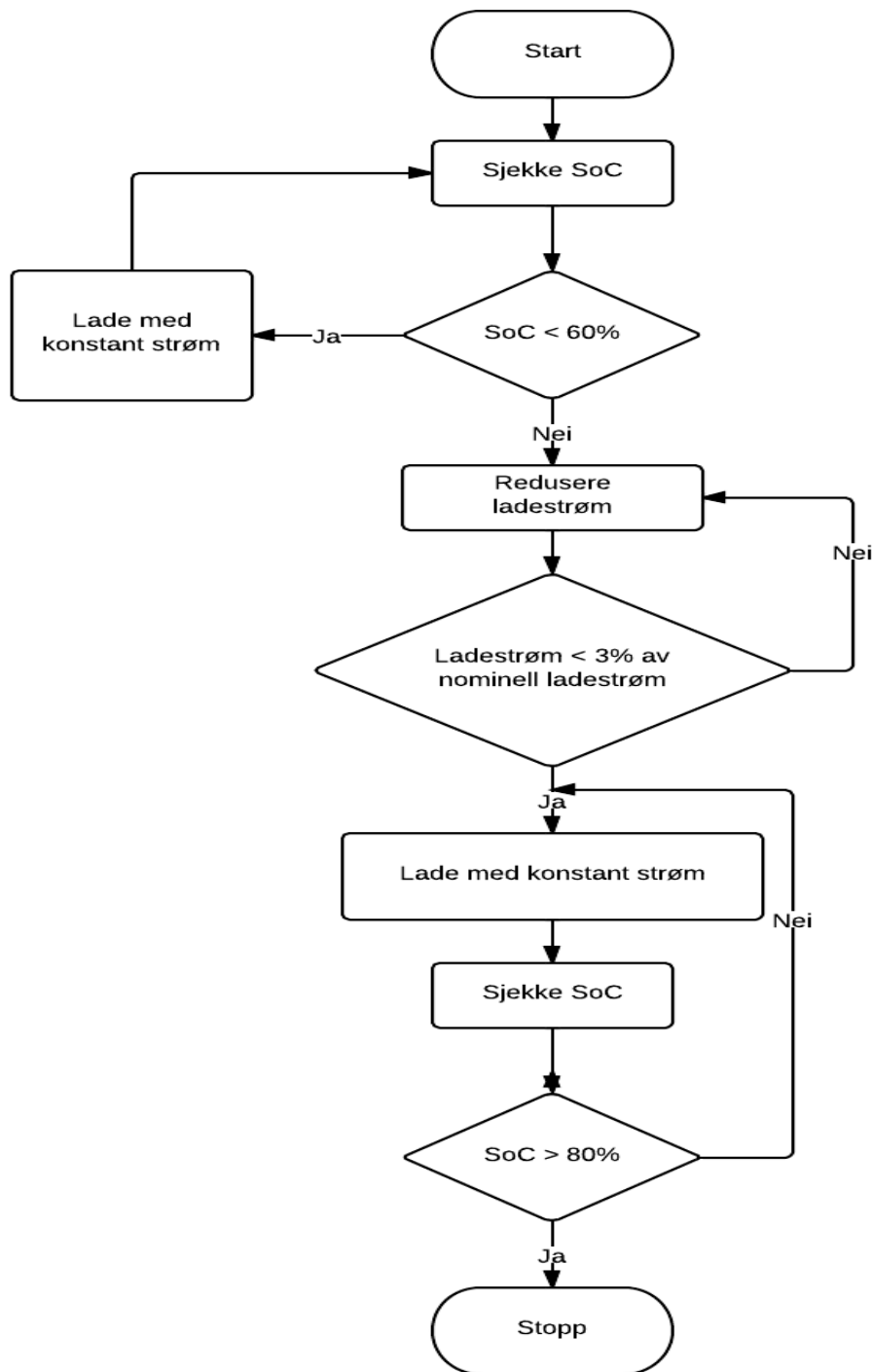
Der utlading av et batteri gjerne skjer med konstant strøm, vil lading av batteri ha en annen karakteristikk hvor forsyningsstrømmen vil varierer, selvfølgelig avhengig av hvilken modell som er valgt for systemet. Eksempler på ladeforløp er tidligere vist i figur 22, 23 og 24. Det vil altså være flere faktorer å ta hensyn til når lading av batteriet skal kontrolleres. I tillegg til restriksjoner av ladestrøm etter hvert som batteriet lades, må restriksjonene i nettet tas hensyn til. I figur 27 er det vist et flytdiagram for lading av batteri, der det kun er tatt hensyn til nettets begrensninger.



Figur 27 Eksempel på modell for lading av batteri, med hensyn på nettets begrensninger.

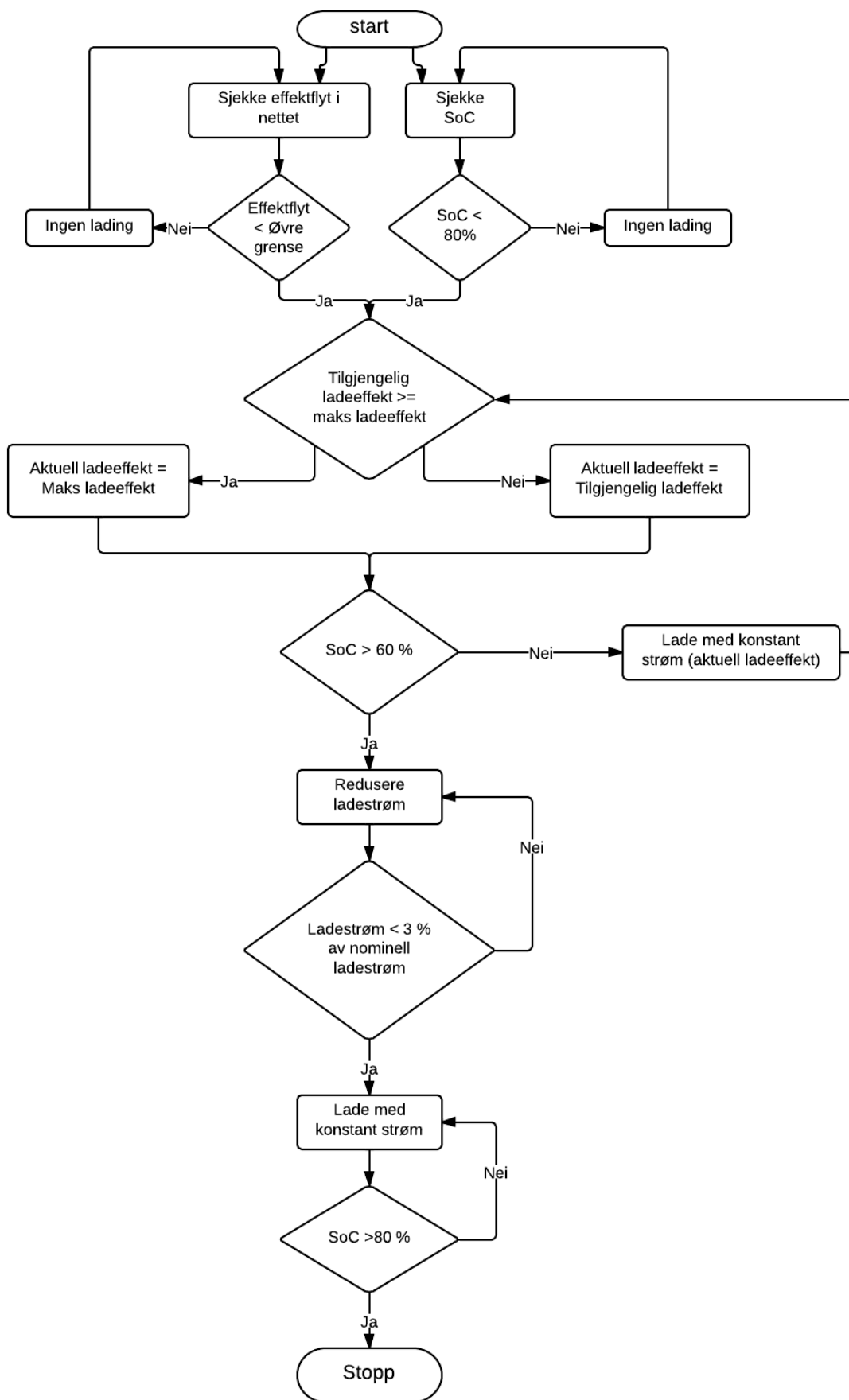
I figuren er det satt en øvre grense for totalt effektflyt (eller strøm) som referanse. Den aktuelle effektflyten må sammenlignes med denne grensen, og tilgjengelig effekt vil være den eventuelle differansen mellom effektflyt før lading av batteriet og den øvre grensen. Videre vil det være satt en maksimal effekt batteriet kan lades med. Er den tilgjengelige effekten fra nettet større en maksimal ladeeffekt, vil batteriet lades med maksimal ladeeffekt. Er differansen lavere, vil batteriet lades med den tilgjengelige effekten.

Ser man nå bort fra begrensninger i nettet og ser kun på optimal måte i lade batteriet på, kan en modell for lading eksempelvis se ut som flytdiagrammet i figur 28. Denne modellen vil ligne på ladeforløpet vist i figur 24.



Figur 28 Eksempel på modell for lading av batteri uten begrensinger i nettet.

I denne modellen vil batteriet lades med konstant strøm fremt til SoC er 60 %. Når denne verdien er nådd vil kontrollsystemet redusere ladestrømmen. Det gjøres deretter målinger av ladestrømmen, og denne syklusen gjentas fremt til ladestrøm er redusert ned til 3% av nominell ladestrøm. Videre vil ladestrømmen holdes konstant fremt til SoC har nådd er verdi på 80%. Ved denne verdien vil lading opphøre. Prosentverdiene i figuren kan variere fra modell til modell. I dette tilfellet er de hentet fra et lignende eksempel [44]. Disse restriksjonene må kombineres for å få en modell som kan være en aktuell for det antatte systemet i oppgaven. Et eksempel på samlet modell er vist i figur 29.



Figur 29 Samlet modell for lading av batteri.



Modellen bruker effektflyt i nettet, eller strøm, samt batteriets SoC til å bestemme eventuell lading. Videre vil ladestrømmen reduseres et stykke ut i ladeforløpet, i modellen er grensen satt til 60 % av fullt batteri. Når batteriet når en kapasitet på 80% vil ladingen stoppe.

## 5.4 Batteribank

Batteribanken må dimensjoneres etter hvor mye effekt den skal levere, og over hvor lang tid effekten skal leveres. Dette er utgangspunktet for hvor stor lagringskapasitet batteriet skal ha. Videre må man ta hensyn til faktorer som virkningsgrad, selvutladingsrate, hvor høyt man kan lade batteriet i hver syklus osv. for å dimensjonere batteribanken riktig. De sist nevnte faktorene avhenger av type batteri.

### 5.4.1 Dimensjonering av batteribank

Størrelsen på batteriene vil i stor grad avhenge av lasten, hvor stort effektuttak man vil trenge, samt over hvor lang tid batteriene skal forsyne lasten. Ved å gjøre forenklinger, som å se bort fra tap, antar fast utladingsrate, osv, kan man si at utladningstid for batteriene er gitt av følgende formel:

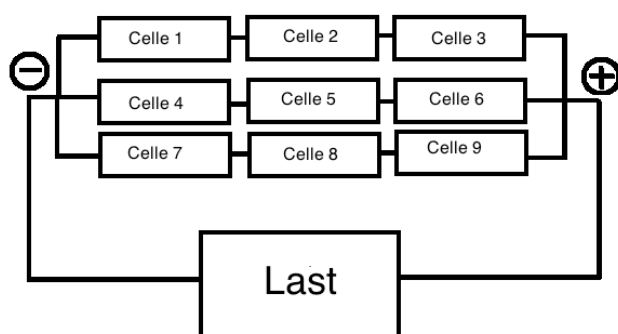
$$T = \frac{W}{P}$$

Hvor T er tiden batteriet kan forsyne lasten, W er tilgjengelig energi i batteriene i kWh og P er raten på utlading i kW.

Batteriers kapasitet er oppgitt i ampere-timer (Ah), som forteller hvor mange ampere et batteri kan levere over et tidsintervall. Et 2 Ah kan for eksempel levere 2 Ampere i en time, eller 4 ampere i en halv time. Videre er batteriets kapasitet i kWh gitt av følgende ligning:

$$kWh = kV * Ah$$

hvor kV er spenningen batteriet lades eller utlades med i kilo-volt. Batteribanker kobles sammen i parallell og serie for å oppnå ønsket spenning og lagringskapasitet. Vil man for eksempel ha en batteribank med lagringskapasitet på 900 Ah, kan man koble tre batteristrenger på 300 Ah hver i parallell, to strenger på 450 Ah i parallell eller kun en streng med ønsket kapasitet. Det er ikke vanlig å koble mer enn tre strenger i parallell, ettersom sannsynligheten for feil og ujevn lading/utlading da øker [38]. Eksempel på kobling av batteribank er vist i figur 30.



Figur 30: Eksempel på kobling av batteribank.

Som vist i figur 30 kobles batteriene sammen i serie for å øke systemets spenning. Vanlige spenningsnivåer fra en batteribank kan være 12 V, 24 V eller 48 V. I utgangspunktet er det ingen begrensning for antall batterier man kan koble i serie og dermed spenning man kan ha fra batteribanken. Det ville allikevel kreve mange batterier for å oppnå ønsket spenning til lasten, og det vil trolig være mer praktisk å bruke en DC-DC omformer for å oppnå ønsket spenning til ladestasjonene. Samtidig vil for lav spenning inn til batteriene føre til høy strøm i kablene, noe som også bør tas hensyn til ved dimensjoneringen av batteribanken.

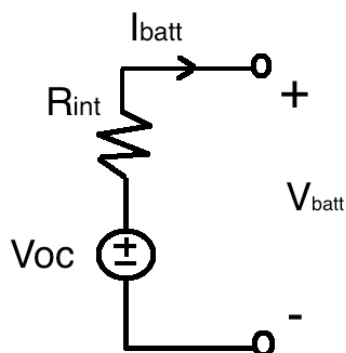
I systemet beskrevet i dette prosjektet vil batteribanken supplere forsyningen fra nettet, og ikke forsyne en last alene. Dette kompliserer dimensjoneringen av batteribanken. Man kan her vurdere hvor stor del av lasten nettet kan dekke og hvor stor del batteribanken skal dekke. Hvilken effektuttak man velger å ha fra batteriet, samt hvor lenge det forventes at batteriet skal forsyne lasten per syklus, er med på å bestemme størrelsen på batteriet. Dette avhenger videre av hvilken lastprofil man forventer å få fra ladestasjonene.

#### 5.4.2 Modell og egenskaper for batterier

Ved bruk av simuleringer finnes det flere alternativer for hvordan man kan modellere et batteri, basert på dets egenskaper og hvor nøyaktig modellen skal være. Forenklet kan man si at effekten fra et batteri er gitt ved formelen:

$$\frac{dE}{dt} = P - RI^2$$

hvor P er effekten fra batteriet, I er strømmen og R representerer en intern motstand i batteriet. Batteriet kan modelleres som en spenningskilde, i serie med en intern motstand [45], se figur 31.

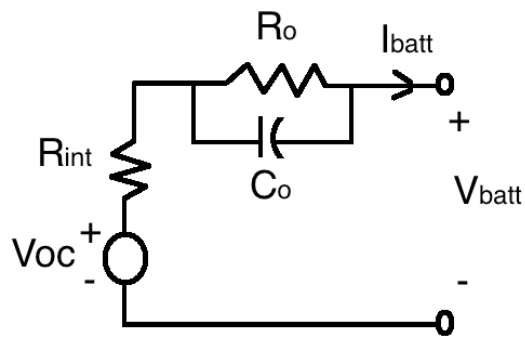


Figur 31 Forenklet ekvivalentdiagram for et batteri.

Basert på modellen i figur 31, vil batteriets spenning være gitt av formelen:

$$V_{batt} = V_{oc} - I_{batt} * R_{int}$$

Ved å gjøre modellen noen mer avansert, kan batteriet modelleres som en Thevenin-modell. Figur 32 viser ekvivalentskjemaet for en slik modell.



**Figur 32** Thevenin-basert modell av et batteri.

I denne modellen tar man hensyn til den interne motstanden i batteriet, og videre benytter en kondensator ( $C_o$ ) og resistans ( $R_o$ ) i parallell. Kondensatoren representerer kapasitansen mellom elektrolytt og elektroder i batteriet, mens resistansen representerer batteriets overspenning grunnet kontakten mellom platene i batteriet og elektrolytten [45]. Basert på figur 32, er batteriets spenning gitt av formelen:

$$V_{batt} = V_{oc} - (I_{batt} * R_{int} + V_o)$$

hvor  $V_o$  er gitt av formelen:

$$V_o = \left( \frac{1}{R_o} + \frac{1}{C_o} \right) * I_{batt}$$

## 6 Egne målinger

Dette kapitlet vil omhandle målingene som er gjort på en hurtigladdestasjon i sammenheng med prosjektet. Utstyret som er brukt vil bli beskrevet, hvordan målingene ble gjort, samt resultater fra målingene.

### 6.1 Stasjonen hvor målingene er gjort

Stasjonen hvor målingene er gjort ligger på NTNU, nærmere bestemt på Gløshaugen, ved Vannkraftbygget. Et bilde av ladestasjonen er vist i figur 33.



Figur 33 Hurtigladdestasjonen hvor målingene er gjort på.

Stasjonen har en løsning av typen CHAdEMO og passer til modellene Mitsubishi i-MiEV, Peugeot iOn, Citroen C-ZERO og Nissan LEAF. Stasjonen eies av EVPower AS, som er et datterselskap av NTE Holding AS. Selskapet eier en rekke CHAdEMO hurtigladere i Midt-Norge, der de første laderne var i drift desember 2011 [46].

Det er foreløpig kun en hurtigladdestasjon ved dette uttaket. Men etter å ha undersøkt forsyningen til stasjonen, viser det seg at det er lagt opp forsyning til en stasjon til, noe som tyder på at det senere kan komme opp nok en stasjon på samme sted. Dette er noe som kan tas stilling til når målingene senere skal brukes i simuleringer. Stasjonen kan benyttes av alle som har passende sokkel til uttaket på stasjonen. Når det er sagt kan man velge å abonnere på stasjonen, det vil si at man betaler en sum i måneden og har dermed fri bruk av stasjonen. Alternativt kan man bestille lading via tekstmelding.

### 6.2 Strømmålinger

Strømmålingene er gjort for å kartlegge effektflyten til hurtigladdestasjonen. Resultatene fra disse målingene skal videre representere lasten fra ladestasjoner i lastflytanalyser og er viktige for kartlegging av behovet for installasjon av lokal lagring.

#### 6.2.1 Måleinstrument og metode

Instrumentet som skal brukes er av typen ”Agilent 34970A”, vist i figur 34.



Figur 34 Instrument som skal brukes til logging av strøm.

Det ble gjort målinger på alle tre faser, samt nøytrallederen. Måleperioden for strømmålingene burde minimum være en uke for å kunne se dagsvariasjoner og variasjoner ved forskjellige ukedager. Målinger over en kortere periode vil gi dårligere grunnlag for å si om målingene er representative eller ikke. Når det er sagt har apparatet en begrenset lagringskapasitet på 50 000 målinger. Når lagringsplassen er full vil instrumentet slette de tidligste målingene for å gjøre plass til nye. Det vil altså si at jo lengre måleperiode man har, jo lengre intervall må man ha mellom hver måling. Tar man utgangspunkt i en måleperiode på 7 dager, vil 50 000 målinger tilsvare en måling ca. hvert 48. sekund. Skal man ta for seg et enkelt ladeforløp eller variasjoner over en kortere periode enn en uke, kan det være hensiktsmessig å gjøre målinger med kortere intervall mellom hver måling for å få mer eksakte resultater.

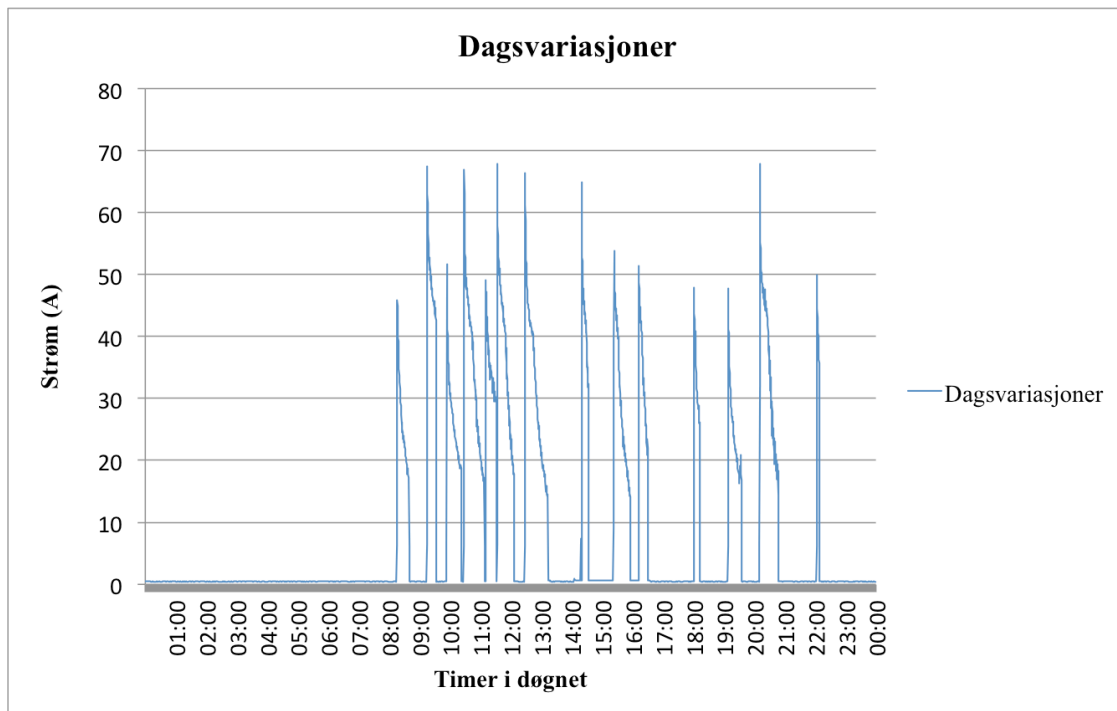
På grunn av begrensningene nevnt over, ble det gjort to serier med målinger. En serie ble gjort over en uke, der intervall mellom hver måling er 1. minutt. Videre ble det gjort en måleserie over en kortere periode med hyppigere intervaller mellom hver måling for å kunne vise mer eksakt en ladeperiode og dagsvariasjoner. Her ble det bestemt å sette måleintervallet til hvert 12 sekund, altså fem ganger så hyppig som måleserien for en uke. Etter at målerseriene ble fullført, ble resultatene lagt inn som tabeller i et Excel-ark og bearbeidet videre derfra.

## 6.2.2 Resultater

Måleseriene har blitt lagt inn i Excel og blir videre presentert som grafer. Ettersom måleseriene er så store lar det seg ikke gjøre å vise resultatene i tabeller. Komplette tabeller med måledata ligger som vedlegg i egen mappe.

### 6.2.2.1 Målinger gjort med korte intervaller

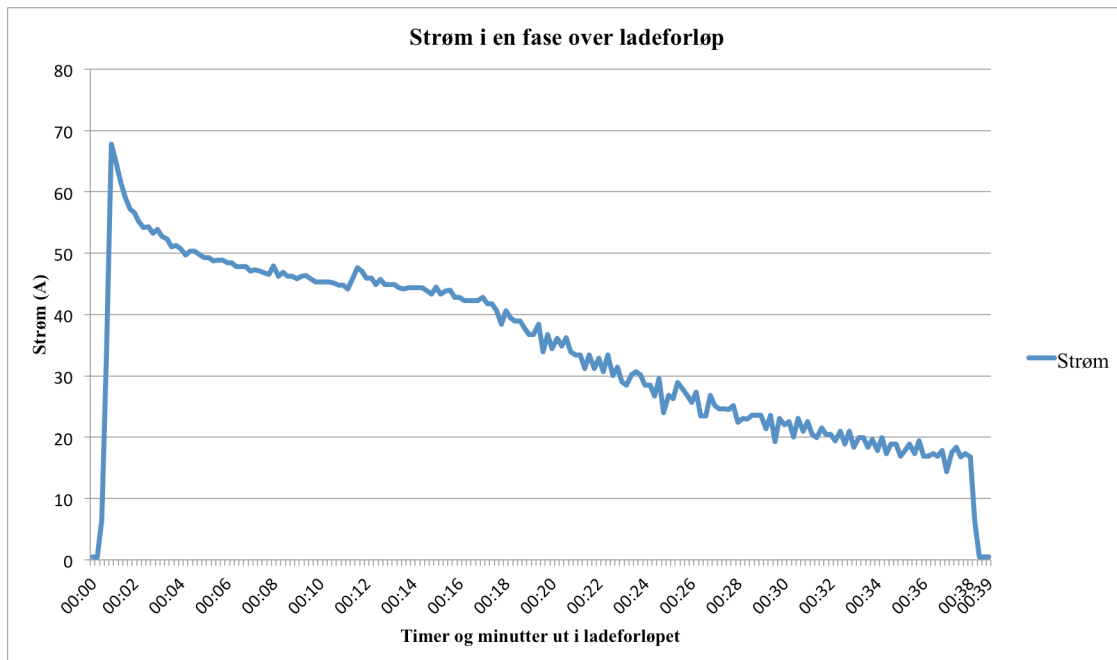
Et utdrag av målingene som ble gjort med intervaller på 12 sekunder er vist i figur 35. Figuren viser strømmålingene for en av fasene vist over et døgn, nærmere bestemt en torsdag. Lasten er balansert, og det er samme strømføring i alle fasene.



Figur 35 Bruk av ladestasjonen over et døgn.

Det kommer her frem at stasjonen ikke brukes i tidsintervallet 23:00 til rundt 08:00. Stasjonen brukes hyppigst på dagtid, i tidsintervallet 08:00 til rundt 16:00-17:00. Resultatet strider litt fra forventningene, som var å ha hyppigst bruk på ettermiddagen og kvelden. Grunnen til dette litt uventede resultatet er trolig stasjonens beliggenhet. Ettersom stasjonen er plassert inne på campus NTNU Gløshaugen er det naturlig å tro at den brukes av mange som jobber eller studerer der, og dermed er i området på dagtid.

Som det kommer frem i figur 35, varierer ladeperioden på de forskjellige ladeforløpene, samt ladestrøm og ladeprofil. Et av de lengste ladeforløpene fra måleperioden er vist mer eksakt i figur 36.



Figur 36 Eksempel på ladeforløp, et av de lengste fra måleperioden.

Ladeforløpet viser en karakteristisk topp i ladestrømmen under oppstart av ladeperioden. Dette er likt for alle ladeforløpene, men størrelsen varierer. I dette tilfellet er strømmen opp mot 70 A. Deretter synker den gradvis utover ladeperioden. Der er også større variasjoner i ladestrømmen under den siste halvdel av ladeperioden. Også her synker strømmen gradvis, men verdiene varierer i større grad. Dette er trolig et resultat av kontrollsystemet som styrer lading av bilens batterier. Når ladestrømmen har sunket til i overkant av 15 A, avsluttes ladingen og strømmen faller til 0 (noen mA). Varigheten er i overkant av 38 minutter.

Etter å ha gjort målinger av strømmen, kan man regne ut effektuttaket til hurtigladedestasjonen. I et trefase-system kan effekt per fase regnes ut ved formelen:

$$S_{fase} = V_{rms,\emptyset} * I_{rms,\emptyset}$$

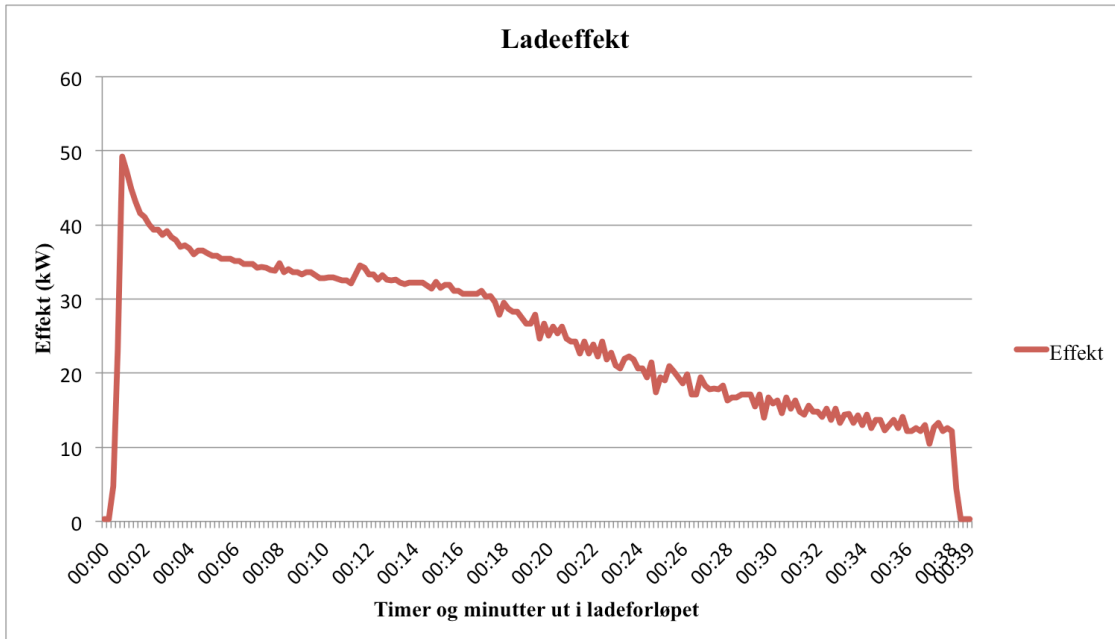
hvor S er tilsynelatende effekt,  $V_{rms,\emptyset}$  er rms-verdien av fasespenningen og  $I_{rms,\emptyset}$  er rms-verdien av strøm i linjen. Hvis man har et balansert system, som det er i dette tilfellet, kan den totale effekten i 3-fase systemet skrives som:

$$S = 3 * V_{rms,\emptyset} * I_{rms,\emptyset}$$

hvor  $V_{rms,\emptyset}$  ble målt til å være omlag 247 V. Videre er aktiv effekt gitt av formelen:

$$P = 3 * V_{rms,\emptyset} * I_{rms,\emptyset} * \cos\theta$$

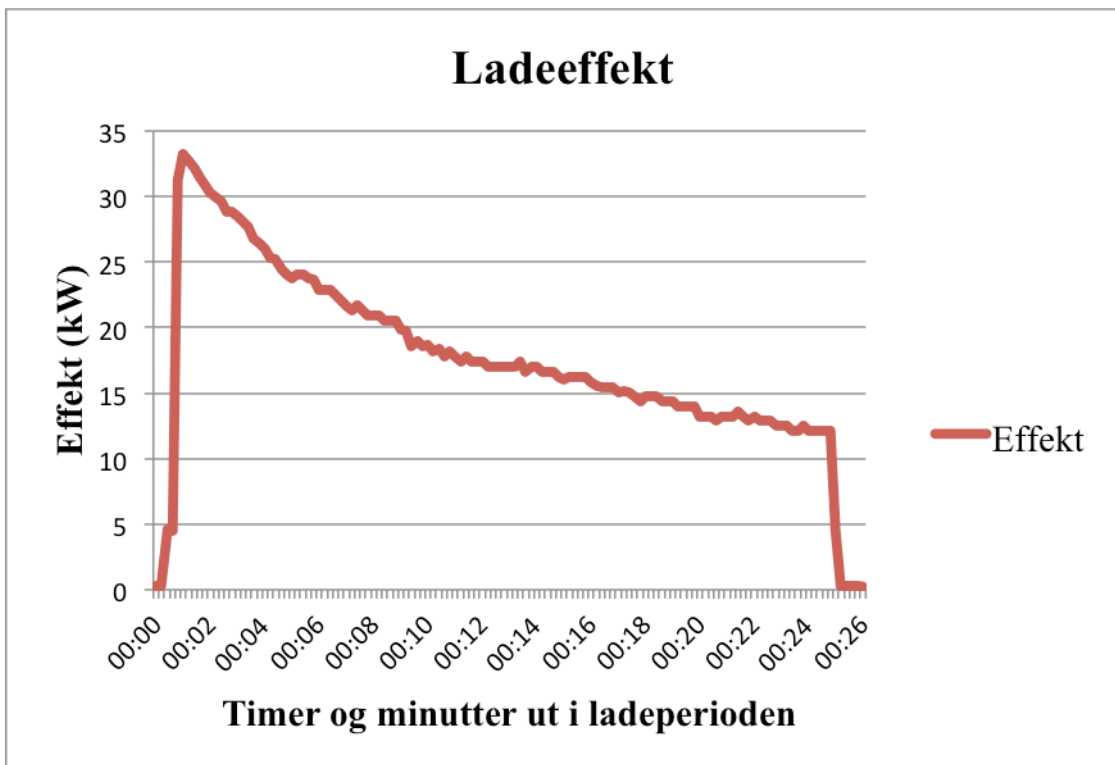
hvor  $\theta$  beskriver vinkelen mellom spenning og strøm i systemet.  $\cos \theta$  blir gjerne kalt "power factor". Denne verdien ble målt til å være 0,98.



Figur 37 Effektuttak over en ladeperiode.

Figur 37 viser effektuttaket tilsvarende ladeforløpet ved strømkurven i figur 36. Ved oppstart rampes effekten raskt opp til maks, i dette tilfellet i underkant av 50 kW. Ved ladeeffekt på rundt 12-13 kW, faller effekten til tilnærmet 0 og ladeforløpet er over.

Variierende ladeperioder kommer av at batteriene i bilene som kobles til stasjonen har forskjellig SoC, altså gjenværende kapasitet i batteriene er forskjellig. En høyere SoC vil gi kortere ladeperiode og lavere effektuttak. Eksempel på dette er vist i figur 38.



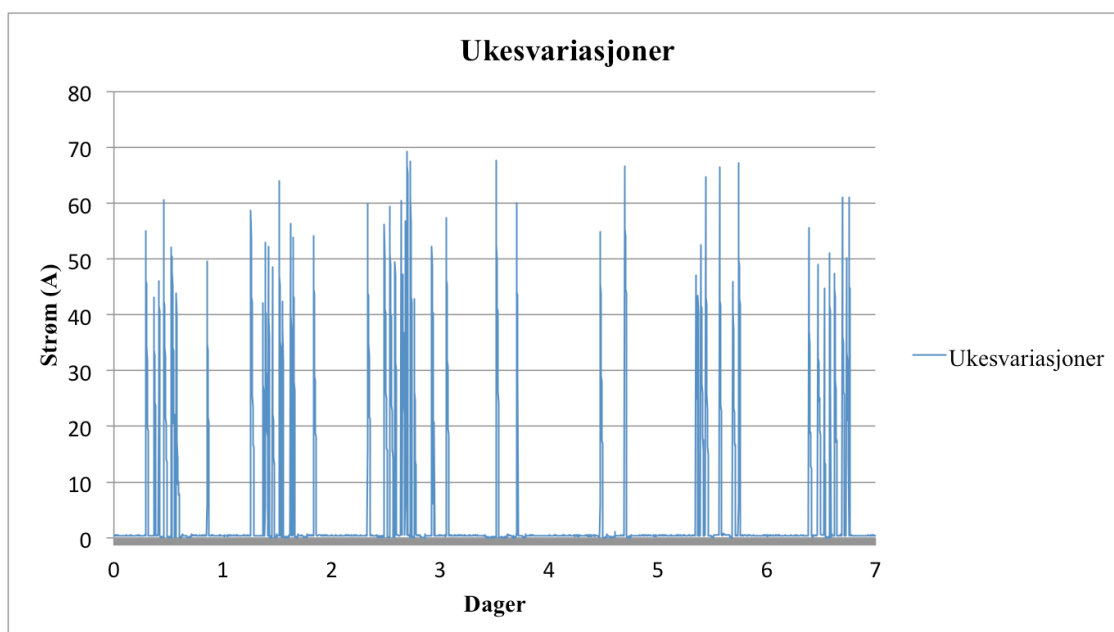
Figur 38 Effektuttak over et kortere ladeforløp.



Sammenlignet med figur 37, rampes effekten ved oppstart kun opp til omkring 33 kW. Ladeperioden er her rundt 25 minutter, mens forløpet i figur 37 er opp mot 40 minutter. Når det er sagt faller kurven saktere, spesielt i oppstartfasen, sammenlignet med forrige viste forløp. Det kortere ladeforløpet har også til sammenligning mindre variasjoner i ladeeffekten i andre halvdel av ladeperioden.

#### 6.2.2.2 Målinger gjort med lengre intervaller

Målingene som ble gjort over en uke krevde som nevnt tidligere lengre intervall mellom hver måling og intervallet ble derfor satt til 1 minutt. Målingene ble startet tirsdag ettermiddag 25.3.2014 og stoppet torsdag 3.4.2014. Et utdrag fra måletabellen er vist i figur 39, hvor målinger i tidsperioden onsdag kl. 00:00 til tirsdag kl. 23:59 er vist grafisk.



Figur 39 Strøm til ladestasjonen over en uke.

Målingene viser et bruksmønster som godt gjenspeiler målte dagsvariasjoner. Bruken av stasjonen er jevn gjennom dagen, og starter fra morgen, typisk rundt skolestart eller starten på en arbeidsdag. Unntakene er lørdag og søndag, hvor stasjonen nesten ikke er i bruk. Dette har trolig sammenheng med beliggenheten av stasjonen. Som tidligere nevnt er stasjonen plassert på en arbeidsplass, og den er derfor mest i bruk i de periodene det er folk på skolen. Stasjonen ligger bortgjemt fra trafikkerte veier, og det er derfor naturlig at bruken av stasjonen er lavere i perioder hvor det er lite folk på skolen.

Sammenligner man egne målinger med målingene gjort av Sintef (se figur 9) ser man klare forskjeller i bruksmønster. Stasjonen som er brukt til Sintef sine målinger har hyppigst bruk på ettermiddagen og kvelden, samt i helgene. Dette kan tyde på at stasjonen er plassert i nærheten av trafikkert vei og er lettere tilgjengelig for forbipasserende trafikk.

### 6.3 Målinger av harmonisk forstyrrelse

Harmonisk forstyrrelse ved lading som resultat av likerettere som kreves ved en DC hurtigladedestasjon er et tema som er drøftet i denne oppgaven, og det var av den grunn interessant å gjøre målinger av harmoniske signaler for kartlegging og videre drøfting.

#### 6.3.1 Måleinstrument og metode

For målingene av harmonisk støy ble instrument av typen ”Fluke 434 Power Quality analyser” brukt, vist i bildet under.



Figur 40 Fluke 434 Power Quality analyser.

Instrumentet kan brukes til en rekke målinger, deriblant strøm, spenning, frekvens, harmoniske signaler, flimmer, spenningsprang, aktiv og reaktiv effekt, forbruk og ubalanse. Hva harmonisk forstyrrelse angår, har man mulighet til se den totale harmoniske forvrengingen (THD) for både strøm, spenning og effekt for alle fasene, samt nøytrallederen. I tillegg til THD kan man se bidragene fra de laveste ordenene, fra tredje orden harmoniske opp til 15. orden (17. orden ved grafisk fremvisning). Resultatene kan vises som stolpediagram, grafer som viser variasjoner over tid, eller tallverdier.

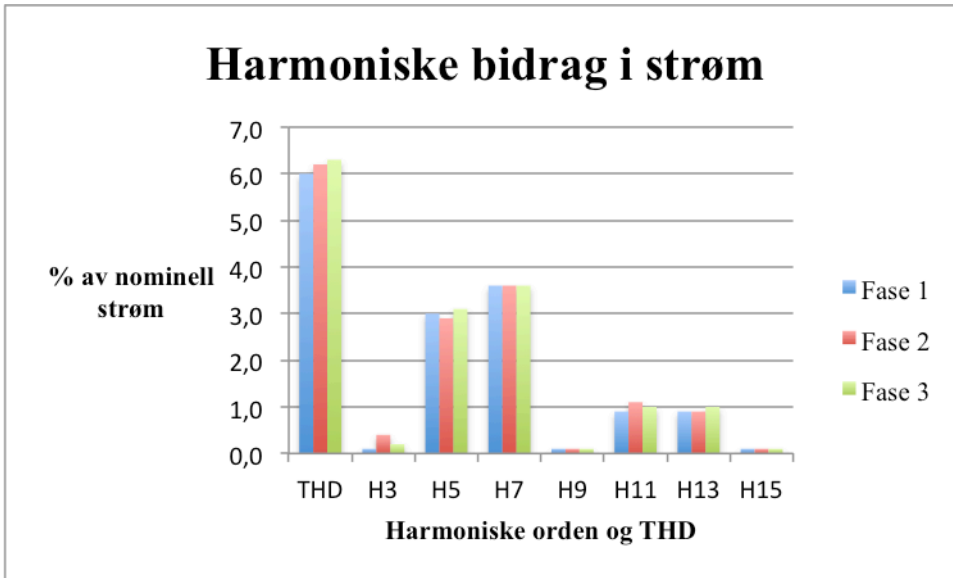
Målingene for harmonisk støy krever at det går strøm i ledningene for å få resultater, altså at det må stå en bil til lading. NTNU stilte derfor en av sine Nissan Leaf til disposisjon når målingene ble gjort. Verdier for harmoniske signaler for strøm og spenning ble målt og avlest mens NTNUs bil ladet.

#### 6.3.2 Resultater

Avlesningene som ble gjort var i hovedsak knyttet til harmoniske signaler for strøm og spenning. Det ble også gjort noen andre avlesninger knyttet til ubalanse, effekt og forbruk. Resultater fra disse, samt flere avlesninger av harmonisk støy, kan sees i vedlegg A.

##### 6.3.2.1 Harmoniske strømmålinger

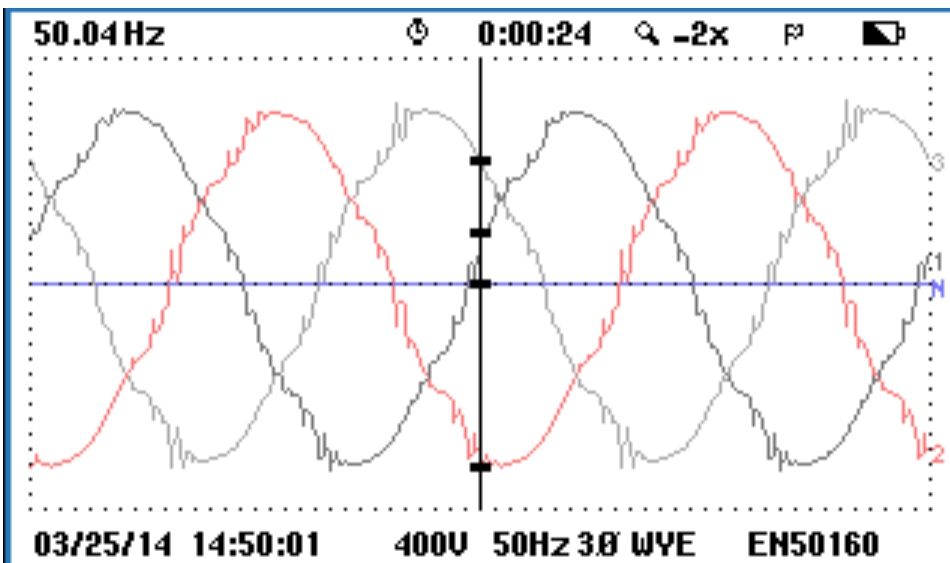
Det ble gjort flere avlesninger av harmoniske bidrag i strømmen under ladeperioden, der verdiene var så godt som like. Bidrag fra de forskjellige odde harmoniske ordene 3 til 15, samt total harmonisk forvrengning, er vist som søyler i figur 41.



Figur 41 Harmoniske bidrag vist som søyler.

Som det kommer frem av søylediagrammet over, er det størst bidrag fra 5. og 7. orden, rundt 3% av nominell strøm. THD er rundt 6%. Bidragene i de forskjellige fasene er nesten like, kun små forskjeller skiller bidragene i hver fase.

Strømsignalet med harmonisk forvrengning er vist i figur 42.

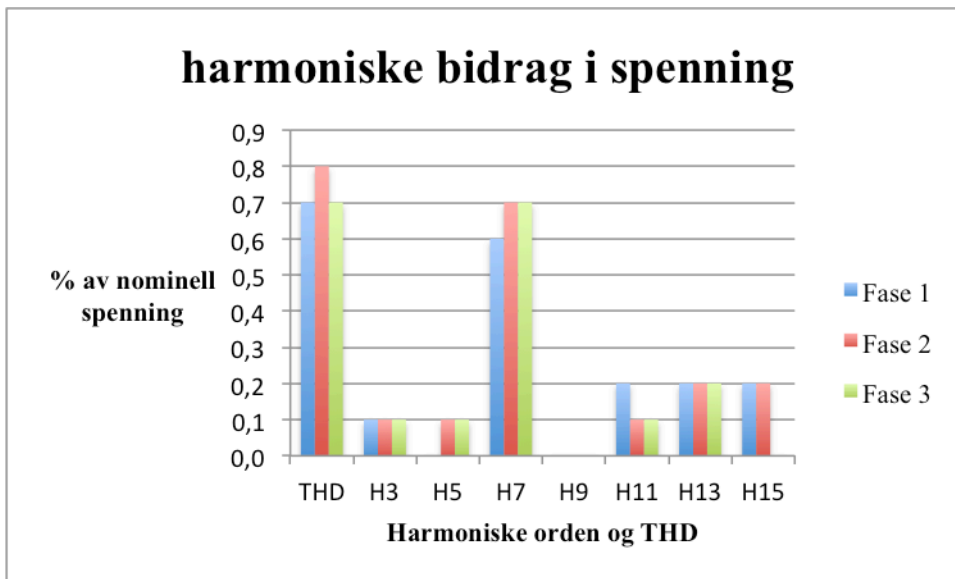


Figur 42 Strømsignal med harmonisk forvrengning.

Signalet vist i figur 42 skulle ideelt sett vært er rent sinussignal. Det er derimot noe forstyrrelse i signalet, som er et resultat av harmonisk forvrengning. Bidragene er derimot ikke store, og man kan si at signalet i bunn og grunn er bra.

### 6.3.2.2 Harmoniske spenningsmålinger

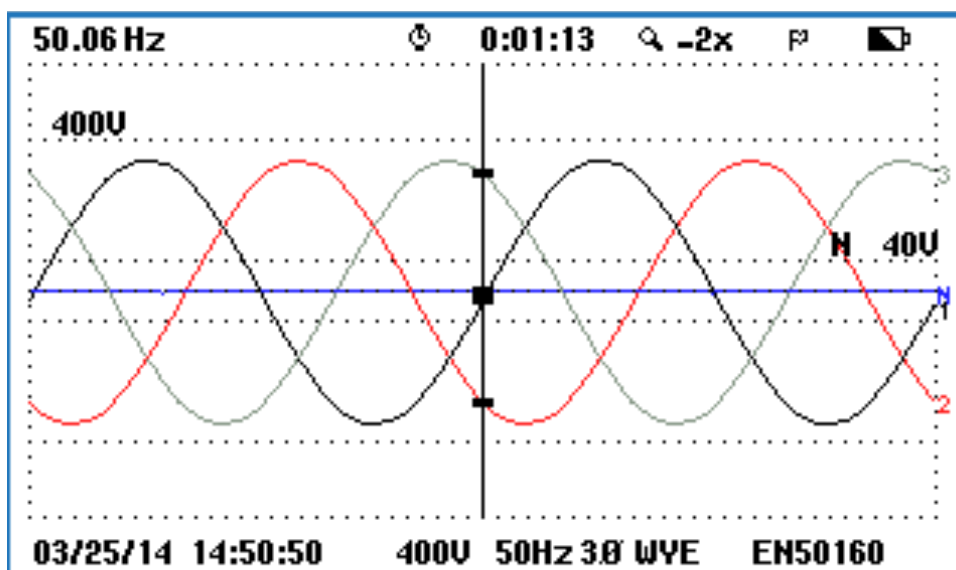
Samme avlesninger ble gjort av den harmoniske forstyrrelsen av spenningen. Som for strømmålingene, er de harmoniske bidragene fra 3. til 15, samt THD vist i figur 43.



Figur 43 Harmoniske bidrag vist som søyler.

Hva harmonisk forstyrrelse av spenningen angår, er bidragene veldig lave. Den totale harmoniske forvrengningen er mellom 0,7 og 0,8%, litt varierende for de forskjellige fasene. Bidraget fra 7. orden er høyest, men kun 0,6-0,7%. Det er også noe bidrag fra 13. og 15. orden.

Signalet er vist som trefase sinuskurve i figur 44.



Figur 44 Spenningssignal med harmonisk forvrengning.

Signalet er tilnærmet et rent sinussignal. Man kan se små variasjoner, men forvrengningen er meget liten.

## 7 Simulering av dynamisk modell i SIMULINK

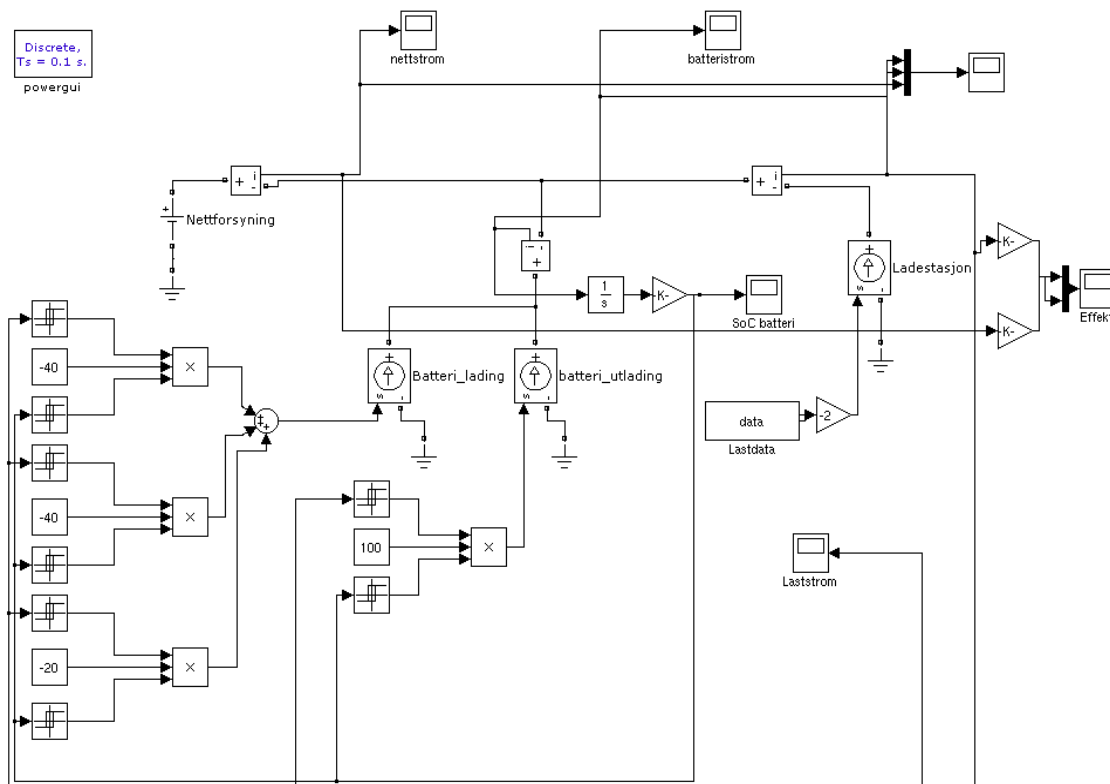
Et system med lokal lagring ved en hurtigladestasjon er et lite utbredt konsept, noe som gjør det vanskelig å finne eksempler der noe slikt er gjort i virkeligheten. I dette kapitlet vil modell, metode og resultater av simuleringer som har som hensikt å vise hvordan nettet og batteriet kan fungere sammen i system bli presentert. For analysene er et MATLAB-basert program kalt SIMULINK brukt.

### 7.1 Om SIMULINK

SIMULINK er utviklet av selskapet MathWorks, og er en del av det mye brukte programmet MATLAB. SIMULINK brukes til å modellere, simulere og analysere dynamiske systemer. I programmet bygger man modeller ved hjelp av blokker som hver har en funksjon og muligheter for å tilpasses reelle systemer. Programmet har et innebygd bibliotek med en rekke blokker som passer forskjellige fagområder, noe som gjør SIMULINK til et allsidig verktøy. Aktuelt for denne oppgaven er tilleggspakken i programmets bibliotek kalt SimPowerSystems, som består av en rekke komponenter som kan brukes til å modellere og analysere elektriske systemer. Man kan videre gjøre analyser av bygde modeller knyttet til for eksempel harmoniske signaler og lastflyt. Videre er programmet godt egnet til å lage kontrollsystemer for dynamiske modeller. Hvordan batteriet styres ut fra strøm i nettet og batteriets SoC er en viktig del av et system med lokal lagring. Det er av den grunn konstruert en simplifisert modell av nett-tilførsel, batteri og last, som skal vise et eksempel på hvordan dynamikken mellom nett og batteri kan være. SIMULINK og SimPowerSystems er brukt for å konstruere modellen presentert videre i kapitlet.

### 7.2 Modell og metode

Modellen bygd i SIMULINK inkluderer komponenter som skal tilsvare nett, samt batteri og last fra hurtigladestasjonen. Modellen er vist i figur 45.



Figur 45 Modell av nett, batteri og hurtigladestasjon i SIMULINK.

Nettforsyningen er modellert som en DC spenningskilde. Modellen skal tilsvare DC-siden av systemet. Ettersom omformeren er plassert i selve ladestasjonen vil det være korte avstander med DC-linjer og motstand i disse er derfor neglisjert i modellen. For å modellere batteri og lasten er kontrollerbare strømkilder brukt. Hva batteri angår er ikke dette en eksakt modell av et batteri (bedre beskrevet i delkapittel 5.4.2), men har fordelene med at man enkelt kan kontrollere strøm fra og til kildene, noe som gjør det enklere få frem dynamikken mellom nett og batteri. De kontrollerbare strømkildene styres av et kontrollsignal basert på signaler fra kontrollblokker i SIMULINK, eller fra eksterne data. For kilden som representerer hurtigladestasjonen er målingene som er vist og beskrevet tidligere i oppgaven (se delkapittel 6.2.2.1) brukt som inputsignal. Dataene legges inn i tabeller i Excel, og kan derfra importeres til MATLAB. For å øke påvirkningen og betydning av tilkobling av en batteribank er det antatt at det står to ladestasjoner på stedet. Foreløpig er det som nevnt tidligere kun en stasjon i drift i området, men det er lagt kabler klart til forsyning av nok en stasjon. I simuleringene er det også antatt av stasjonene lader samtidig, noe som selvfølgelig er en forenkling. Ettersom strømmålingene er gjort på AC-siden, må laststrømmen regnes om til DC. Det antas at man ikke har tap i omformeren, tap i linjen fra målingene frem til omformeren eller tap i DC-linjer. Dette betyr at i et system uten en batteribank vil effekten fra AC-siden på nettet være lik effekten DC-lasten trekker. Med bakgrunn i dette kan man bruke følgende formler for å finne et uttrykk for DC-strømmen:

$$P_{AC} = P_{DC}$$

hvor  $P_{AC}$  er gitt av uttrykket:

$$P_{AC} = 3 * V_{rms,\emptyset} * I_{rms,\emptyset} * \cos\theta$$

der  $V_{rms,\emptyset}$  er fasespenningen og  $I_{rms,\emptyset}$  er rms-strømmen i fasene.  $\cos\theta$  er her satt til å være lik 1. Videre er  $P_{DC}$  gitt av formelen:

$$P_{DC} = V_{DC} * I_{DC}$$

hvor  $V_{DC}$  er spenningen på DC-siden og  $I_{DC}$  er strømmen på DC-siden. Setter man disse formlene sammen ender man opp med følgende uttrykk for  $I_{DC}$ :

$$I_{DC} = 3 * V_{rms,\emptyset} * \frac{I_{rms,\emptyset}}{V_{DC}}$$

hvor  $I_{rms,\emptyset}$  er de målte rms-verdiene,  $V_{rms,\emptyset}$  er målt til å være omlag 247 V og spenningen på DC-siden for denne stasjonen er 500 V. Strømmen som regnes ut fra formelen over er brukt som laststrøm i simuleringene.

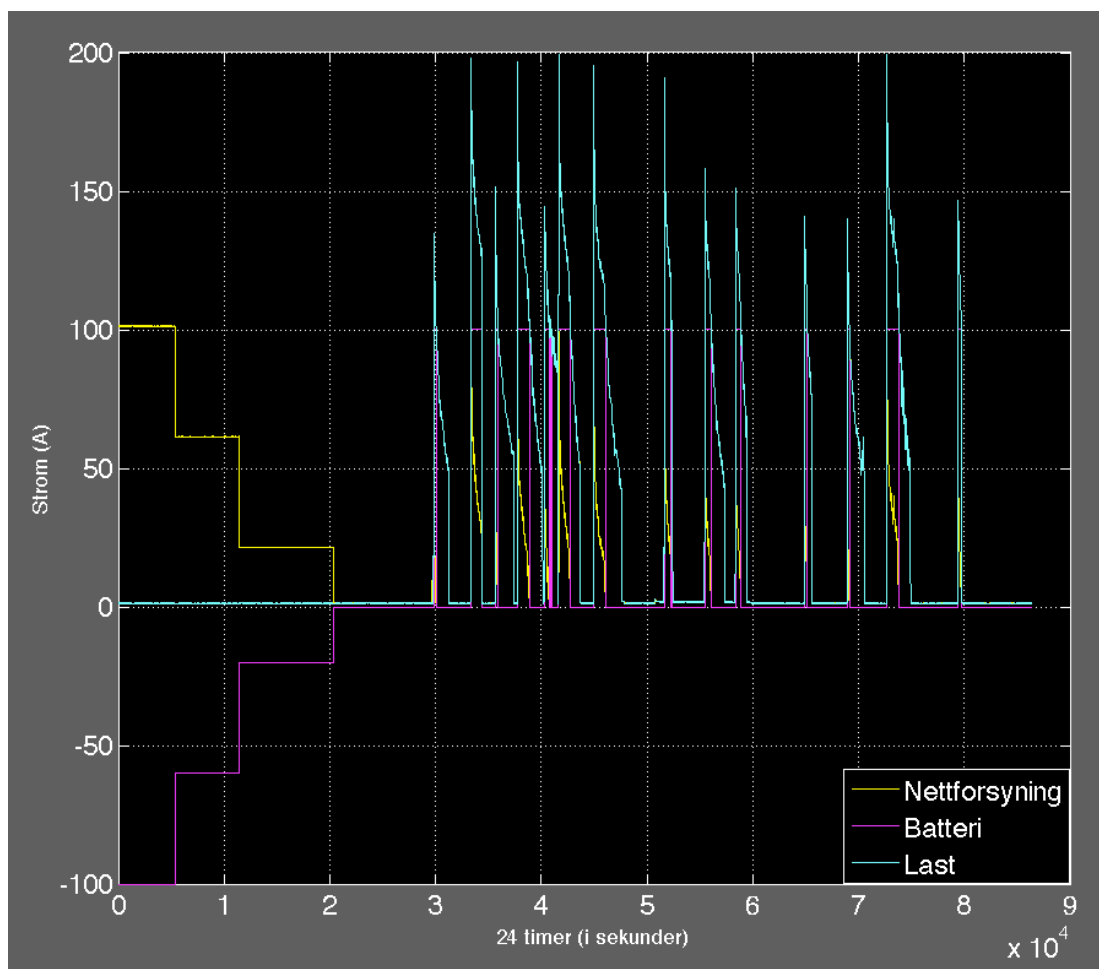
Batteriene er i modellen representert av to kontrollerbare strømkilder, en til å representere lading av batteriet og en til å representere utlading. Disse kildene er styrt av to faktorer; strømflyten målt fra spenningskilden og variasjonen av strøm ut og inn av batteriet, som gjenspeiler kapasiteten i batteriet. Med variasjonen av strøm ut og inn av batteriet menes integralet av strømflyten fra eller til de to strømkildene. Ved å integrere strømflyten og dele verdien på 3600 sekunder vil man få oversikten over kapasitet i amperetimer i batteriet. Dette kan overført være en indikator på SoC og derfor brukes som et styringssignal til strømkildene.

Strømsignalene fra nettet og SoC går til blokker som trigges ”av” og ”på” av bestemte input-signaler. Det vil si at i perioder hvor disse blokkene er ”på” gir de et signal ut med verdien 1, men i perioder de er ”av” gir de et signal med verdien 0. Signalene ut fra disse blokkene blir videre multiplisert med en konstant verdi. Dette signalet styrer de kontrollerbare strømkildene. Det betyr at begge disse ”trigger”-blokkene må være ”på” for at signalet til strømkilden ikke skal være 0. Man kan derfor sette grenser for både SoC og strømflyt som begge må være oppfylt for at signalet til strømkilden ikke skal være 0. For strømkilden som tilsvare utlading av batteriet er det kun brukt en konstant verdi, det vil si at så lenge begge ”trigger”-blokkene gir et signal ut på 1, vil signalet inn til strømkilden være konstant og batteriet vil levere en konstant strøm. For kilden som representerer lading av batteriet er styringen bygget noe mer komplisert. Som nevnt tidligere (se delkapittel 5.3.2.) er det en fordel å redusere ladestrømmen mot slutten av ladeforløpet. Dette er tatt hensyn til i modellen ved at tre konstante verdier er hver for seg multiplisert med signalet ut fra ”trigger”-blokkene. Hver blokk har forskjellig grenseverdi med hensyn på SoC, eller amperetimer i batteriet. Signalene summeres og går videre til strømkilden. Etter hvert som antall amperetimer i batteriet stiger, vil ”trigger”-blokkene ved forskjellige verdier gå i posisjonen ”av”, som gjør at ladestrømmen trinnvis reduseres etter hvert som kapasiteten i batteriet øker. De tre nevnte konstantene knyttet til ”lade”-strømkilden er negative, ettersom batteriet fungerer som en last under lading.

### 7.3 Resultater av simuleringene

I tillegg til å vise hvordan samspillet mellom nett, batteri og last kan fungere i et system med lokal lagring, kan modellen brukes til å indikere hvilken kapasitet batteriet må ha for å kunne levere ønsket mengde strøm over en gitt tidsperiode. Simuleringene

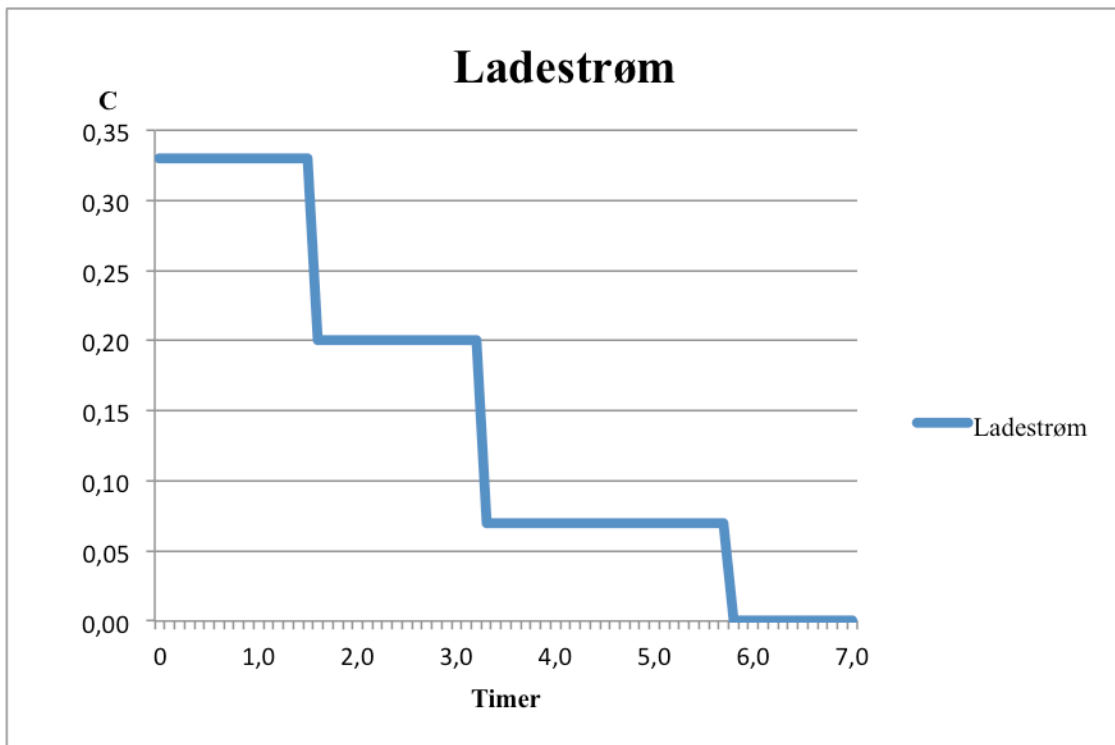
er gjort over et døgn, eller 86400 sekunder. Figur 46 viser grafisk resultatet av strømflyt fra nett, strømflyt fra batteri og strømflyt til lasten.



**Figur 46 Strømflyt fra nett, fra og til batteri og til lasten, simulert over et døgn.**

I figuren er den turkise grafen strømflyt til lasten. Kurven viser DC-strøm til ladestasjonen basert på målingene som er gjort og verdiene er fordoblet ettersom det antas to ladestasjoner som brukes samtidig. Gul graf viser strømflyten fra nettet, mens lilla viser strømføringen fra og til batteriet. Y-aksen er strøm i ampere og X-aksen viser tid i sekunder, tilsvarende et døgn. Det er antatt at batteriet er helt tomt ved start av analyseperioden, altså 0 amperetimer kapasitet. I starten av simuleringen brukes ikke hurtigladestasjonen. I store deler av denne perioden har man en negativ strømflyt til batteriet, det lades med andre ord. Ladestrømmen starter på 100 A, og synker deretter til 60 A og videre til 20 A for siste del av ladeperioden. Grensene for når ladestrømmen skal reduseres er henholdsvis 150 og 250 amperetimer. Ladestrøm gitt av kapasiteten til batteriet, altså raten C (beskrevet i delkapittel 5.3.2), og tid er vist i figur 47.

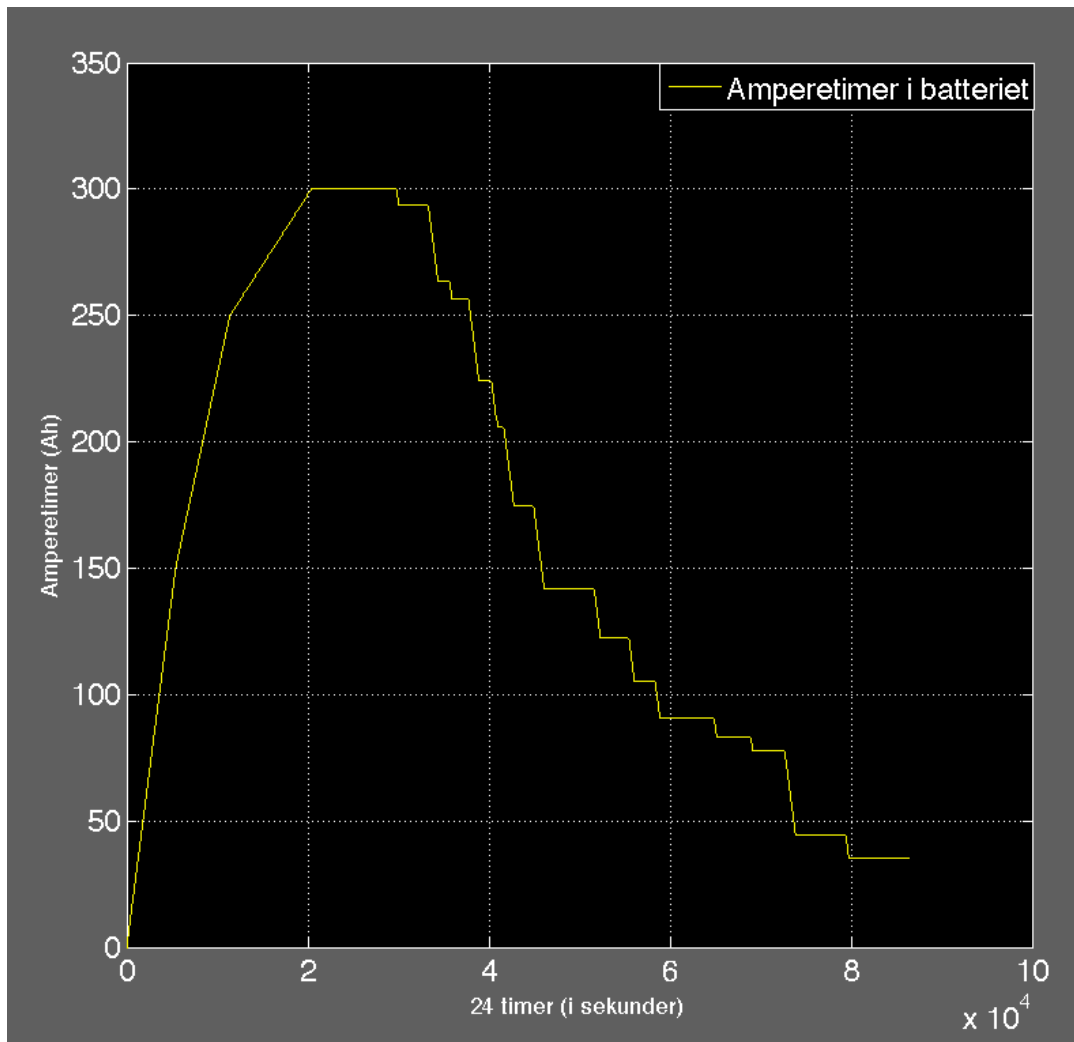




Figur 47 Laderate C og ladetid i timer.

Totalt vil full lading av batteriet med bestemt ladestrøm ta i underkant av 6 timer.

Ladeslutt er satt til 300 amperetimer. Ved en konstant utladingstrøm på 100 A, som er valgt i simuleringene, holder dette til å supplere nettet gjennom et normalt dagsforløp, samt en liten buffer. Kurve for amperetimer i batteriet er vist i figur 48.



Figur 48 Kapasitet i amperetimer i batteriet gjennom simuleringsperioden.

Hadde det for eksempel blitt valgt en høyere utladingsstrøm eller hurtigladerstasjonen hadde blitt brukt i lengre perioder, ville det vært behov for et batteri med høyere kapasitet.

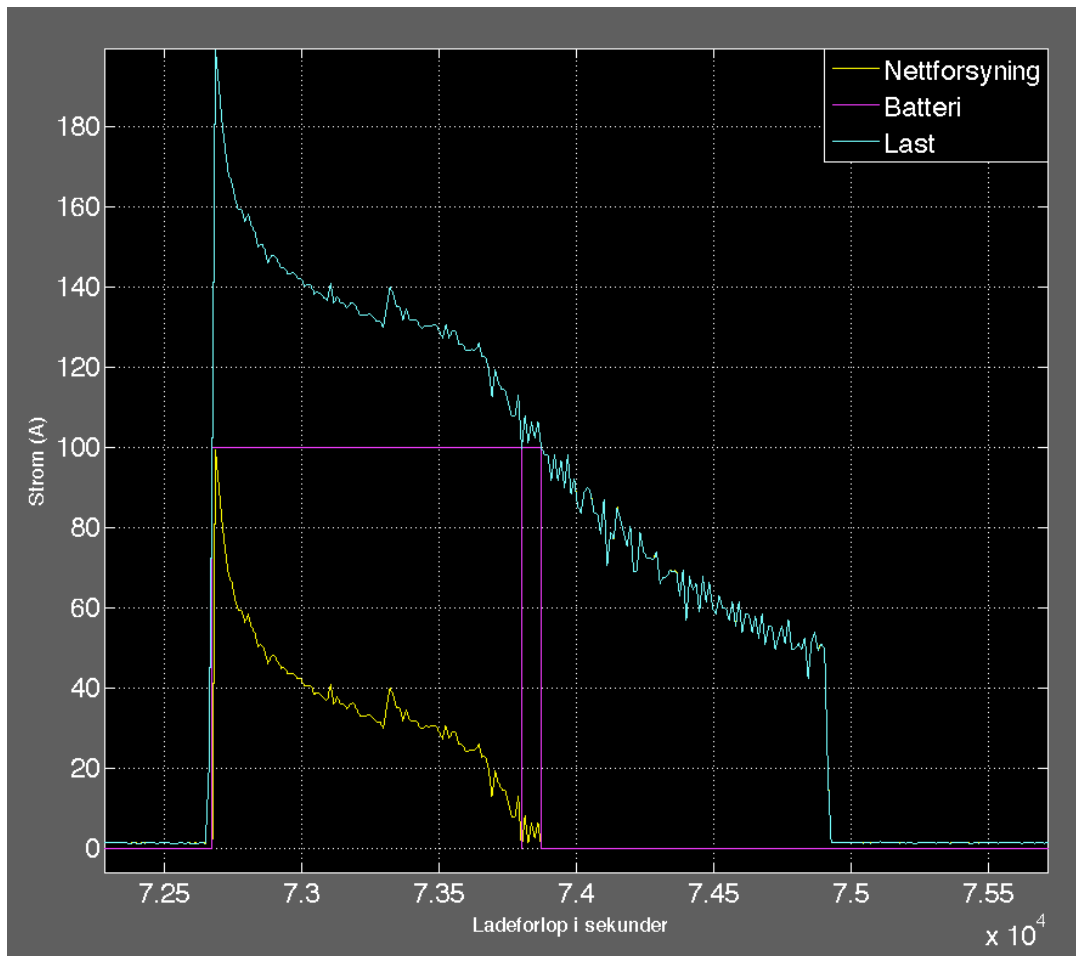
Som nevnt tidligere er spenningsnivået ved hurtigladeren 500 V, som også er spenningsnivået brukt i beregningene. Batteriets kapasitet i kWh kan man finne fra formelen:

$$E_{kWh} = V_{DC} * \frac{E_{Ah}}{1000}$$

hvor  $V_{DC}$  er 500 V og  $E_{Ah}$  med bakgrunn i simuleringene satt til å være 300 Ah. Dette gir en batteripakke med kapasitet på 150 kWh.

Når batteriet er ladet vil grensen satt om tilstrekkelig SoC være oppfylt. Strømføringen fra nettet vil da være avgjørende om batteriet skal utlades eller ikke. I denne simuleringen er grensen for når batteriet skal starte å supplere satt til 100 A. Så sant det er fortsatt er tilgjengelig kapasitet i batteriet vil altså batteriet forsyne lasten i

periodene hvor nettstrømmen er høyere enn 100 A. Dette kommer bedre frem i figur 49.



**Figur 49** Ladeforløp hvor batteriet supplerer nettforsyningen.

Som figuren viser starter batteriet å forsyne lasten med en konstant strøm på 100 A. Dette resulterer i at strømflyten i linjene er i underkant av 100 A på det meste for å deretter synke gradvis i samsvar med ladeforløpet. Når laststrømmen faller til 100 A vil batteriet slutte å forsyne lasten og strømmen til lasten er tilsvarende strømmen fra nettet.

Simuleringen kan brukes til å regne ut hvilken effekt lasten trekker og hvilken effekt som faktisk blir trukket fra nettet når den lokale batteribanken er implementert. For å regne ut effekt trukket fra AC-siden er følgende formler og antagelser brukt:

$$P_{AC} = P_{DC}$$

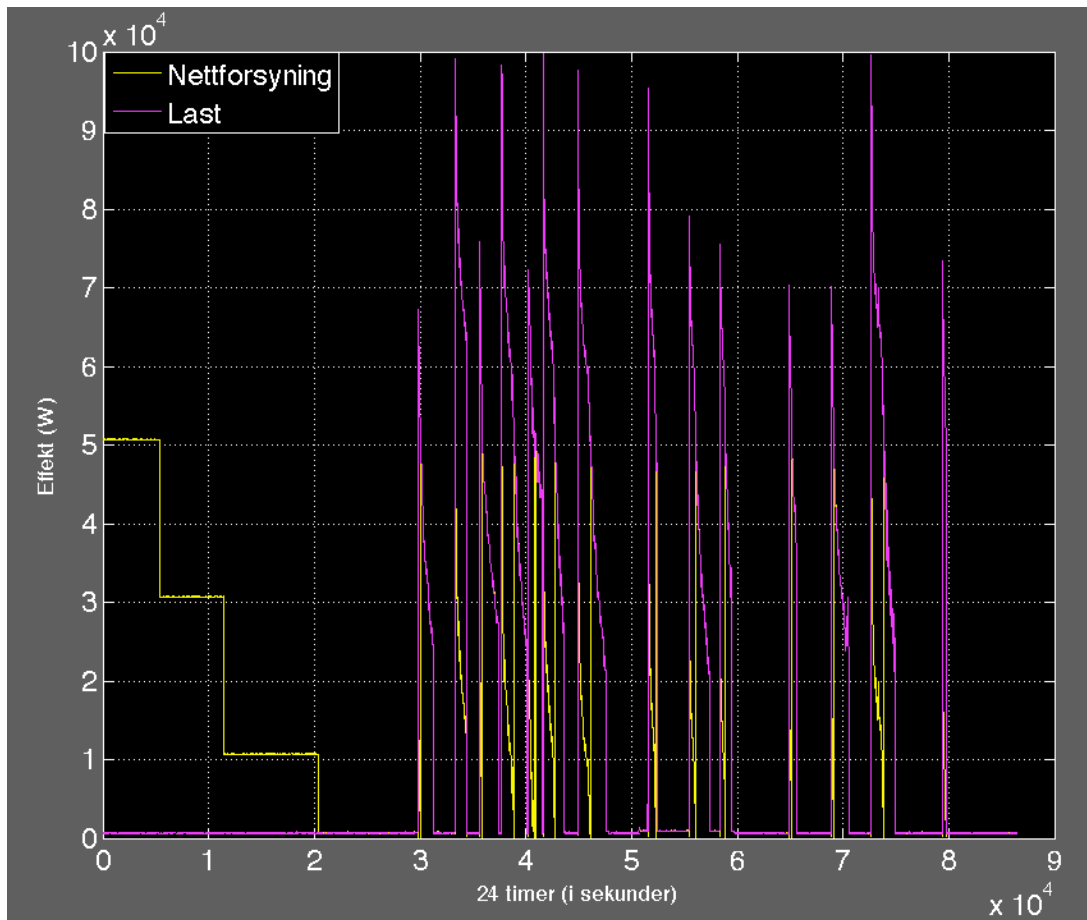
hvor  $P_{DC}$  er gitt av

$$P_{DC} = P_{last} - P_{batt}$$

som tilslutt gir følgende uttrykket:

$$P_{AC} = V_{DC} * (I_{DClast} - I_{DCbatt})$$

Hvilken effekt lasten trekker og hvilken effekt som trekkes fra AC-siden over et døgn er vist i figur 50.



Figur 50 Effekt fra nett og effekt til last over et døgn.

Lilla kurve viser hvilken effekt lasten trekker, mens den gule kurven viser hvilken effekt som trekkes fra nettet. Y-aksen er effekt i Watt, mens X-aksen er tid i sekunder. Med lokal lagring og verdier og grenser som er valgt å bruke i denne simuleringen, vil effekten som trekkes fra nettet være omkring halvert sammenlignet med effekten lasten trekker.

## 8 Simulering av lastflyt i MATPOWER

I dette kapitlet vil det bli presentert modeller, simuleringer og resultater av forskjellige lastflytanalyser. To forskjellige systemer er simulert, det ene et system tilsvarende nettet ved den målte ladestasjonen, mens det andre er et konstruert og fiktivt system. Spenningskvalitet er et sentralt tema med tanke på leveringskvalitet for problemstillingen i denne oppgaven, og det er av den grunn valgt å fokusere på dette, samt tap i linjer ved forskjellige lastsituasjoner.

Det MATLAB-baserte tilleggsprogrammet MATPOWER er brukt som simuleringsverktøy. Modellene som er brukt i MATPOWER, samt utdrag fra resultatfremvisning i programmet kan bli funnet i vedlegg B.

### 8.1 Om MATPOWER

MATPOWER er en tilleggs pakke til programmet MATLAB, og brukes til lastflyt- og optimal lastflytanalyser. Programmet har som hensikt å være lett å bruke og med programmet følger det en rekke ferdige "case" som er frie til bruk. Disse casene er enkle å modifisere og kan tilpasses forskjellige problemstillinger, noe som gjør det brukervennlig. I tillegg har NTNU lisens på programmet, noe som gjør det lett tilgjengelig. Programmet ble videre testet i fordypningsprosjektet denne oppgaven bygger på og ble vurdert som godt egnet til aktuelle analyser. Av disse grunnene ble MATPOWER valgt som analyseverktøy.

Programmet løser lastflyten ved hjelp av Newton Raphson-metoden, som er et av flere mulige alternativer for å løse lastflyt-problemer. Metoden vil ikke bli beskrevet i ytterligere detalj her, men en beskrivelse av formler og fremgangsmetode kan bli funnet i vedlegg C.

### 8.2 Simulering av system på Gløshaugen

I denne simuleringen er en del av nettet omkring hurtigladestasjonen på Gløshaugen konstruert i den grad det lot seg gjøre. Videre vil modell og metode brukt i simuleringene bli presentert, samt resultater fra simuleringene.

#### 8.2.1 Modell og metode

Systemet som er brukt i lastflytanalysen er basert på opplysninger om nettet i området hvor målingene er gjort. For å ikke gjøre systemet som er analysert for stort er det valgt å kun ta for seg lavspenningssiden av nettstasjonen som forsyner hurtigladestasjonen. Et oversiktsbilde over høyspent distribusjonsnett er vist i figur 51, hvor den aktuelle transformatoren er markert.



Figur 51 Oversikt over høyspent distribusjonsnett med aktuell netstasjon markert.

Fra høyspentsiden på 11 kV er det plassert to transformatorer på stedet, hvor den ene gir ut 230 V på lavspentsiden og den andre gir 400 V. Transformatoren med lavspentside 400 V forsyner hurtigldestasjonen. Verdiene for impedans oppgis i per unit (p.u.), et system som skal gjøre det enklere å ha kontroll på verdier når man regner med forskjellige spenningsnivåer. Impedans i p.u. er gitt ved formelen:

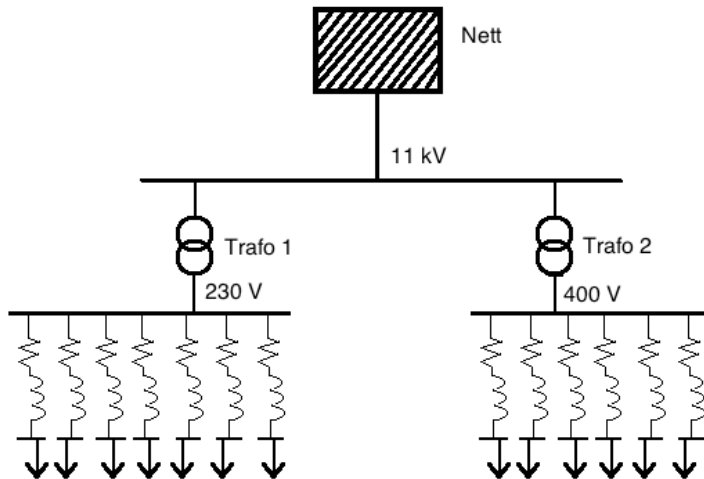
$$Z_{p.u.} = \frac{Z}{Z_{ref}}$$

hvor  $Z$  er impedansen oppgitt for linjen, og  $Z_{ref}$  er en referanseverdi gitt av formelen:

$$Z_{ref} = \frac{U_{ref}^2}{S_{ref}}$$

hvor  $U_{ref}$  er referansespenningen og  $S_{ref}$  er referanseverdi for tilsynelatende effekt.  $U_{ref}$  er satt til henholdsvis 11 kV, 400 V og 230 V avhengig av linje og  $S_{ref}$  er satt til 100 kVA.

Det er kun AC-siden av nettet som er tatt med i analysene, ettersom DC-omformerer er plassert helt ute ved stasjonen. Som nevnt tidligere er kun hovedfordelingen fra transformatorene tatt med i systemet. Systemet er vist i figur 52.



Figur 52 Skisse av analysesystem ved hurtigladedestasjonen på Gløshaugen.

Komplett oversikt over forgreining fra hovedtavlen ved nettstasjonen kan bli funnet i vedlegg D.

Med unntak av hurtigladedestasjonen har det ikke blitt funnet eksakte tall for effektuttak for lastene i systemet. Det finnes derimot tall på årlig forbruket for de to trafoene, og dette har blitt brukt som utgangspunkt for å estimere effekten til de forskjellige kursene. Av den grunn har det blitt gjort antagelser som må tas til etterretning når resultatene skal tolkes. Når det er sagt vil en viktig del av resultatene være å sammenligne verdier mellom system med og uten lokal lagring. I denne sammenhengen er det ikke vesentlig at verdiene for effektflyt til lastene er eksakte, så lenge det brukes samme verdier for begge analyser. Forbrukstallene er for 2013, og for 11 kV-230 V trafoen var forbruket 160678 kWh, mens for 11 kV-400 V trafoen var forbruket 28264 kWh. Videre antas det at de fleste kursene trekker effekt i tidsperioder hvor universitetet er åpnet, altså lite effekt som trekkes om natten, helger eller ferier. Det antas et standard skoleår på 190 dager, og en gjennomsnittlig brukstid på 12 timer per dag, i tidsperioden 08:00 til 20:00. Dette gir en gjennomsnittlig effekt trukket fra de to trafoene på henholdsvis 70,47 kW og 12,39 kW.

For sammenligning ble det gjort en stikkprøve og strømflyten gjennom trafoene ble avlest på et vilkårlig punkt på dagen. Her ble effektflyten avlest å være 43,02 kW og 16,63 kW for de to trafoene. På tross av at det har blitt gjort flere antagelser vil tallene beregnet fra forbruket bli brukt videre ettersom de er basert på et lengre måleintervall. Videre er sikringsstørrelsen på hver kurs fra hovedtavlen på trafoene kjent, som kan indikere hvor stor andel av den totale effekten hver kurs trekker. Det velges derfor å vekte effektflyt til hver kurs med utgangspunkt i sikringsstørrelse. Oversikt over linjer og deres antatte effektflyt i simuleringene, samt impedans, er vist i tabell 6.

Tabell 6 Spenningsverdi, impedans og effektflyt i systemet.

Linje	Spenningsnivå (V)	Impedans ( $\Omega$ )	Effektflyt (kW)
1	11000	0,0008 + j00000	Variierende
2	230	0,0012+j0,0076	22
3	230	0,0590+j0,0067	7,1
4	230	0,0300+j0,0076	8,5
5	230	0,0300+j0,0076	7,1
6	230	0,0300+j0,0076	8,5
7	230	0,0300+j0,0076	8,5
8	230	0,0019+j0,0076	8,5
9	400	0,0019+j0,0025	3,8
10	400	0,0019+j0,0025	3,1
11	400	0,0069+j0,0025	Variierende
12	400	0,0020+j0,0025	0,3
13	400	0,0019+j0,0025	0,6
14	400	0,0019+j0,0025	1,6

Kursene med lavest sikringer et utelatt, ettersom disse vil ha lav effektflyt og neglisjeres derfor fra analysen. Verdier for impedans i linjer per kilometer er hentet fra tabeller i faget ELK-11, "Cost-benefit analysis in distribution network planning". Tabeller med verdier som er brukt er vist i vedlegg E. Videre er nettstasjonen plassert i samme bygg som kursene og det er antatt at linjene er 50 meter lange, altså relativt korte.

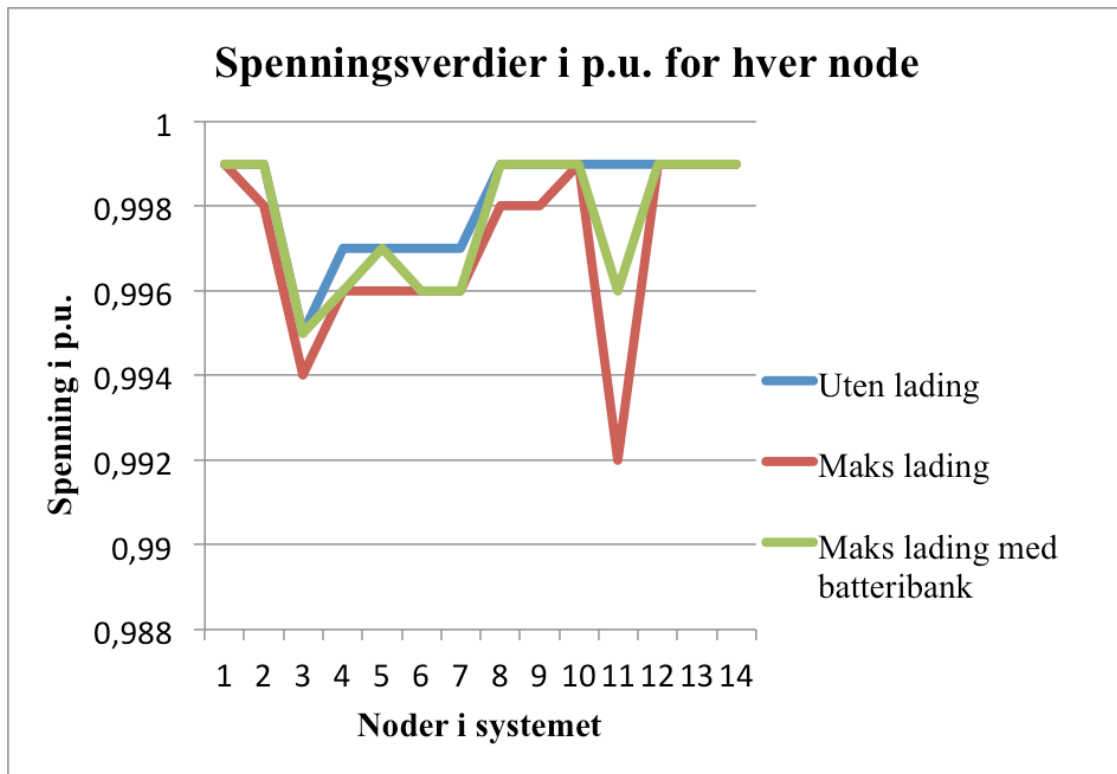
Videre er ladeforløpet vist i figur 37 brukt som utgangspunkt for lasten fra hurtigladerne. Forløpet er dobbelt, ettersom det antas at man har to stasjoner med samtidig lading. Reaktiv effekt ble ikke målt over hele ladeperioden, men det ble gjort noen enkeltmålinger for å kartlegge det reaktive bidraget (Se vedlegg A). Målingene viser at det den reaktive effekten har tilnærmet samme verdi som i målingene gjort av Sintef, vist i figur 7. Det antas derfor at forløpet for reaktiv effekt er tilsvarende forløpet i figur 7, og disse verdiene er brukt i lastflytanalysen.

### 8.2.2 Resultater

Etter å ha sett på spenningsverdier og tap i linjer over en ladeperiode, med og uten batteribank tilkoblet, kommer det frem at en tilkobling av batterier vil ha liten påvirkning av leveringskvalitet for dette systemet. Nettet i området er sterkt, høyspent distribusjonsnett er et ringnett (se figur 51) og nettstasjonen er plassert rett ved uttakene som sørger for lave tap og spenningsfall. Videre er linjene dimensjonert for høye laster. Spenningsverdier for nodene i systemet er vist i figur 53.

Tallene i figuren er resultater fra en lastflytanalyse hvor høyest målte strømverdi fra ladeforløpet er brukt som lastsituasjon.





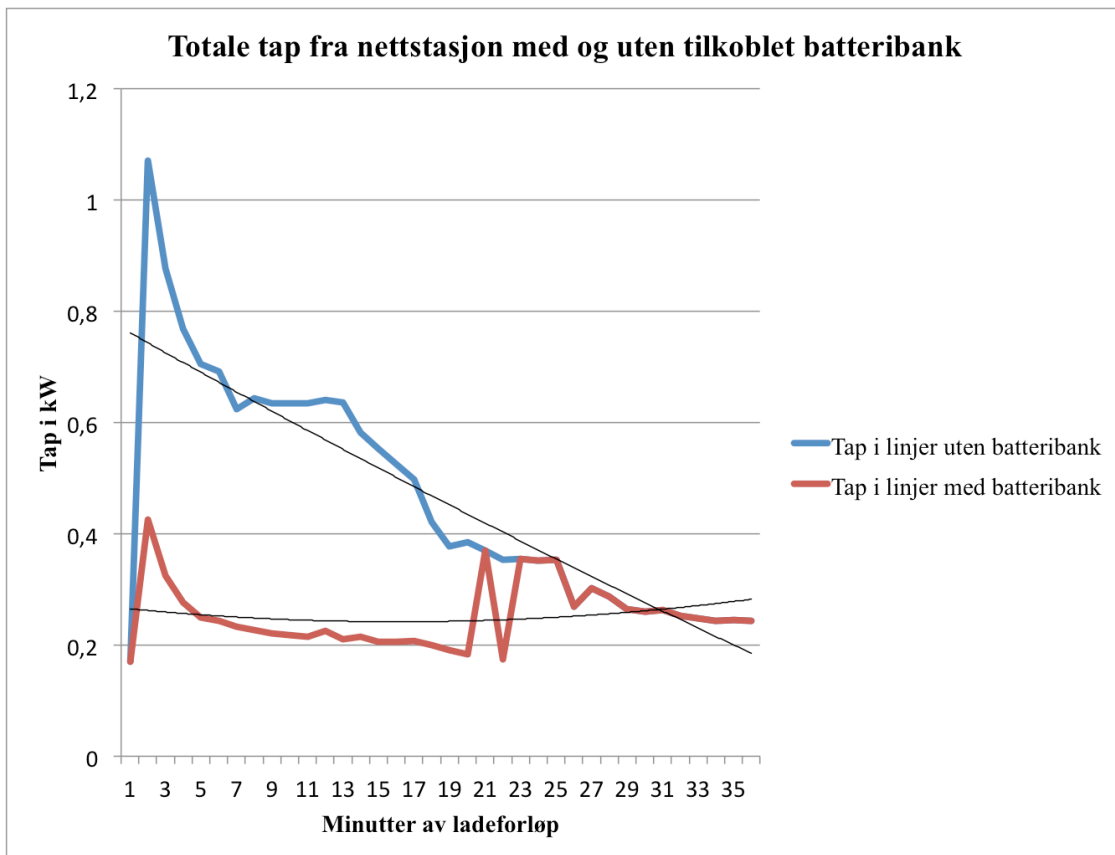
Figur 53 Spenningsverdier i hver node ved forskjellige lasttilfeller.

Figuren viser at en høy last fra hurtigladeren reduserer verdiene i de andre nodene noe. Spenningsverdier er lavest i noden som representerer uttaket til hurtigladeren. I analysen hvor det er tatt høyde for lokal lagring øker igjen spenningen i de fleste nodene. I noden hvor hurtigladeren og batteribanken er tilkoblet øker spenningsstørrelsen fra 0,992 p.u. til 0,996 p.u. Spenningsvinkler i denne noden reduseres fra  $-0,21^\circ$  til  $-0,14^\circ$ , altså verdier som begge er veldig lave. Vinkler for resterende noder kan bli funnet i vedlegg B. Analysen viser at man får lavere spenningsfall, som forventet, ved å redusere effektilførselen fra nettet til hurtigladeren. Samtidig er forskjellene marginale og alle verdier er langt innenfor hva som kreves med hensyn på leveringskvalitet.

MATPOWER er også brukt til å regne ut tap i linjene som inngår i systemet. Tap i linjene er eksponentielt avhengig av strøm, samt motstand. Tap er da gitt av følgende formel:

$$P_{tap} = I^2 * R$$

hvor  $P_{tap}$  er effekttap,  $I$  er strøm i aktuelle linjer og  $R$  er resistansen i aktuelle linjer. Tap totalt i systemets linjer er beregnet over en ladeperiode med og uten tilkoblet batteribank. Det ble gjort en ny beregning hvert minutt gjennom ladeperioden, og disse beregningene er sammenlignet i figur 54.



Figur 54 Totale tap i linjer i det simulerte systemet med og uten tilknyttet batteribank.

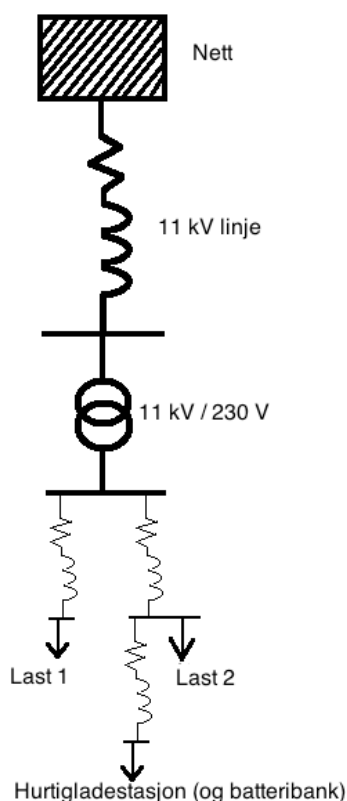
Som det kommer frem av grafene over er det forskjell i tap for de to lastsituasjonene. Ettersom tapene i linjer er eksponentielt avhengig av strøm i linjene, vil en reduksjon av effektlyt føre til en mye større reduksjon i tapene. Totale tap er beregnet til 1,07 kW, som tilsvarer 0,6% av tilført effekt, når ladestasjonen trekker maks effekt. Til sammenligning er tapene 0,43 kW (0,32%) med samme lastsituasjon, men med installert batteribank. De svarte kurvene er en funksjon som skal være en tilnærming av grafen basert på beregningene. Tilnærmingene for de to grafene er integrert for å gi en indikasjon på totale tap over ladeperioden. Samlede tap for ladeforløpet uten tilkoblet lokal lagring er med disse tilnærmingene 0,28 kWh. For et forløp med installert batteribank blir tapene 0,15 kWh, som gir en differanse på 0,13 kWh.

### 8.3 Simulering av fiktivt system

Nettet som skal modelleres i denne analysen skal i motsetning til forrige analysesystem være dårlig dimensjonert for lasten hurtigladdestasjoner tilfører. Systemet har som formål å representere nettet i et mindre sentralt område enn systemet på Gløshaugen. For å dekke elbilisters behov for fremkommelighet er det vesentlig at infrastrukturen ligger til rette for det, noe som blant annet innebærer hurtigladdestasjoner på strategiske plasser utenfor sentrale områder. Det bygges allerede ut hurtigladdere utenfor sentrale områder, og dette er noe man kommer til å se mer av fremover. I slike områder har man gjerne radielle nett, distribusjonsnett som strekker seg over lange avstander og er dårlig dimensjonert. Dette resulterer i at nettet har lavere toleranse for tilkobling av nye og store laster, som hurtigladdestasjoner. Det er i slike nettsituasjoner tilkobling av en batteribank kan være hensiktsmessig, og det er derfor gjort en analyse av en tilnærming av et slikt system.

### 8.3.1 Modell og metode

En skisse av det fiktive nettet er vist i figur 55.



Figur 55 Skisse av fiktivt analysesystem.

Figuren viser hvordan nettet er bygget opp i analyseprogrammet. Det antas at nettforsyningen er stiv, som kan tilsvare forsyningen fra regionalnettet. Avstanden for høyspentlinjen er satt til å være 20 km, mens alle lavspentlinjene strekker seg over 500 m. Dette gjenspeiles i høyere impedans-verdier. Også her baseres linjenes impedans på verdier hentet fra faget ELK-11, ”Cost-benefit analysis in distribution network planning”. Tabeller med verdier som er brukt er vist i vedlegg E. Ettersom linjene går som korte linjer, under 100 km, er konduktans og susceptans i linjene neglisjert. Last 1 og 2 kan for eksempel samlet tilsvare et lite boligfelt eller annen last med tilsvarende størrelse. Oversikt over linjenes spenningsnivå, impedans og effektflyt er vist i tabell 7.

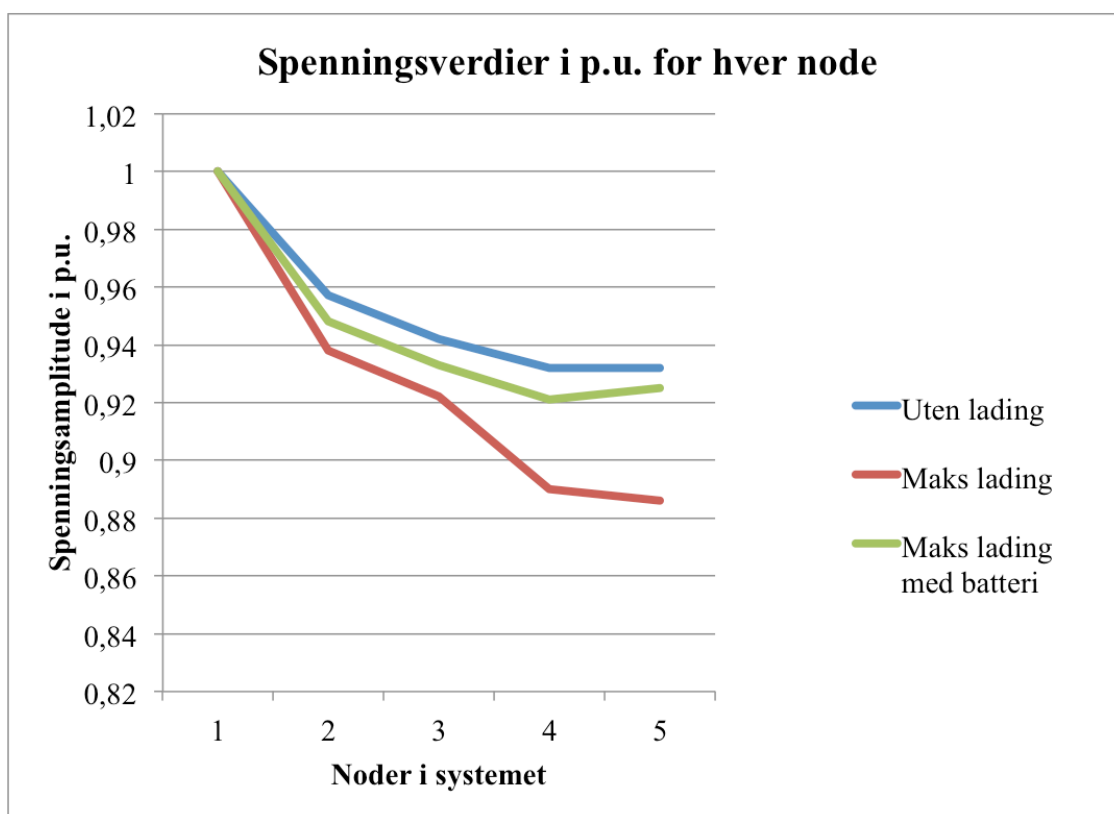
Tabell 7 Spenningsnivå, impedans og effektflyt i systemet.

Linje	Spenningsnivå (V)	Impedans ( $\Omega$ )	Effektflyt (kW)
1	11000	$0,0160 + j0,001$	Variierende
2	230	$0,0118 + j0,068$	100
3	230	$0,0118 + j0,068$	Variierende
4	230	$0,0118 + j0,068$	Variierende

Det antas at last 1 og 2 trekker konstant effekt gjennom analyseperioden. Grunnen til at effektflyten i linje 3 også er varierende er at linjen vil ha en effektflyt tilsvarende last 2 (150 kW), samt effektbehovet til hurtigladeren. Strømmålingene som er gjort på ladestasjonen på Gløshaugen er brukt som lastprofil for hurtigladerstasjonen. Også her er verdier for reaktiv effekt hentet fra Sintef sine målinger, se figur 7. Videre er det antatt at det i området skal settes opp 2 stasjoner.

### 8.3.2 Resultater

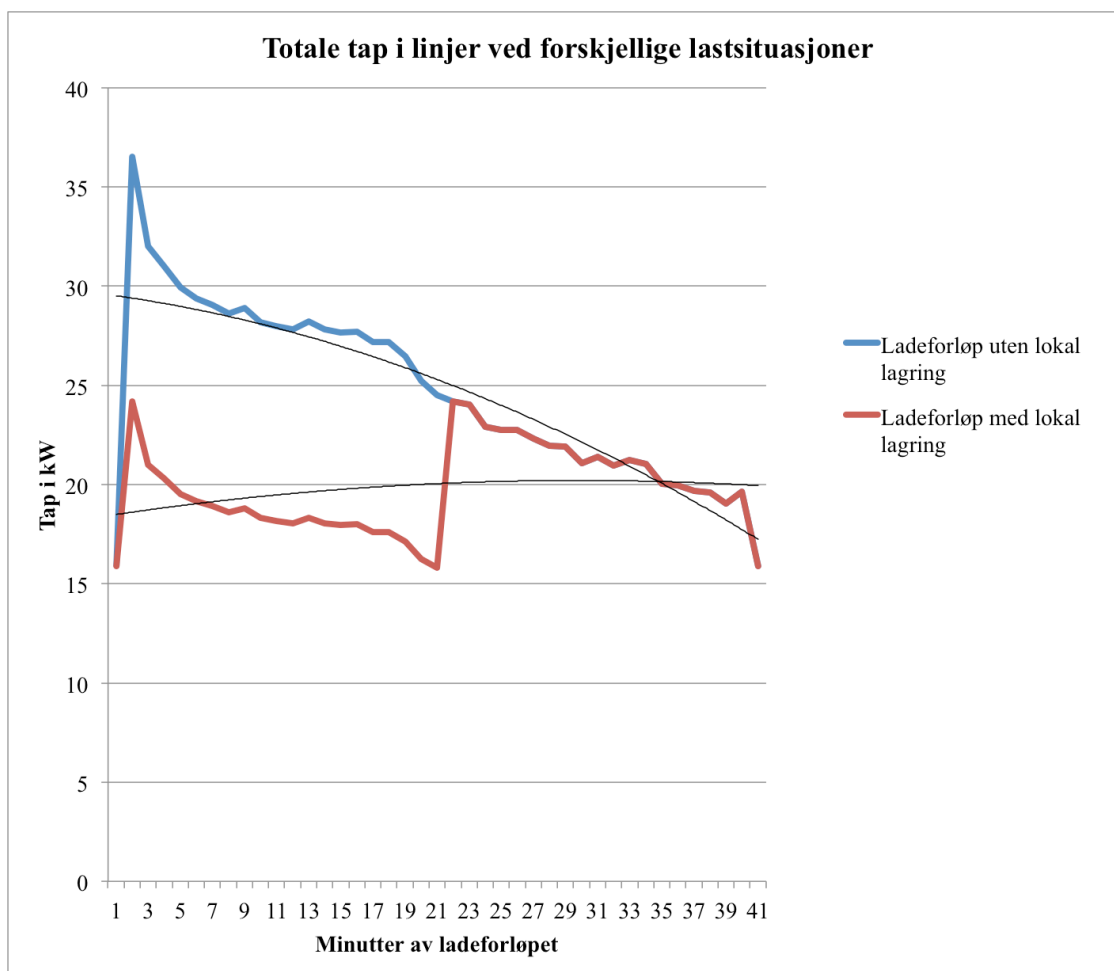
Resultatene fra det fiktive systemet viser bedre nytten av lokal lagring, sammenlignet med analysesystemet basert på Gløshaugen-området. Det lange strekket med 11 kV linje gir vesentlig spenningsfall allerede frem til nettstasjonen. Videre gjør de lange avstandene med 230 V linjer frem til lasten at man med tilkobling av to ladestasjoner får spenningsverdier nede i 0,886 p.u. ved maks lading, som er under kravet gitt i FoL (se delkapittel 2.2.2). Grafene i figur 56 viser spenningsamplitudene til systemets noder ved de forskjellige lastsituasjonene.



Figur 56 Spenningsamplitude i noder i p.u. ved forskjellige lastsituasjoner.

Verdiene er avlest fra lastsituasjonen hvor ladeeffekten er på sitt høyeste, altså i starten av ladeperioden. Figuren viser at node 4 og 5, som utgjør last 2 og hurtigladestasjonen i systemet, har spenningsverdier under kravet satt i FoL. Verdiene er henholdsvis 0,890 p.u. og 0,886 p.u. Spenningsvinkler er i dette tilfellet henholdsvis  $-11,47^\circ$  og  $-16,54^\circ$ . Gjør man derimot samme analyse med tilkoblet batteribank, blir verdiene i disse punktene henholdsvis 0,921 p.u. (vinkel  $-8,93^\circ$ ) og 0,925 p.u. (vinkel  $-11,33^\circ$ ), som er innenfor kravene for langvarige spenningsvariasjoner. Vinkler for resterende noder kan bli funnet i vedlegg B. Størst forskjell mellom de to analysene er i node 5, hvor differensen er 0,039 p.u., som tilsvarer 8,97 V (antar 230 V som referansespenning og 100 kVA som referanseytelse). Sammenlignet med simuleringer hvor det ikke er noe effekt ut til ladestasjonen, er spenningstørrelsen kun 0,011 p.u. eller 2,53 V, under utgangspunktet i node 4. I node 5 er differansen tilsvarende 1,61 V. Batteritilførselen har altså resultert i at spenningsverdiene øker betraktelig og kravene oppfylles.

Tilkobling av batterier gir også forskjellige tap i systemets linjer. Med maks lading og ingen batteritilførsel er tapene på det meste 36,53 kW. Totalforsyningen fra nettet ved denne lastsituasjonen er 390 kW, som betyr at tapene utgjør 9,37 % av effekten som forsynes. I samme lasttilfelle, men med lokal lagring, er tapene 24,18 kW. I dette tilfellet er forsyningen fra nett 320 kW, som betyr at tapene utgjør 7,56 %. Ved lokal lagring vil man altså ha 1,81 % lavere tap enn et system uten installert batteribank ved denne lastsituasjonen. Totale tap i linjer i systemet er vist i figur 57.



Figur 57 Tap i linjer med og uten lokal lagring.

Figuren gir en oversikt over tap ved samme lastsituasjon, med og uten lokal lagring. Ca halvveis i ladeperioden nås grensen for når batteribanken skal forsyne ladestasjonen. Herfra er det ingen forsyning fra batteribanken, og tapene for de to analysesituasjonene er identiske resten av ladeperioden. Også her er en tilnærming av de eksakte grafene brukt til å regne ut tapene over ladeperioden. For analysen uten batterier ble tapene 17 kWh, mens de ble 13,47 kWh med batterier tilknyttet. Dette innebærer en reduksjon på 3,53 kWh.

## 9 Økonomiske betraktninger

Sett i et økonomisk perspektiv vil det være store forskjeller knyttet til både utbedring av nett og installasjon av lokal lagring fra et prosjekt til et annet. Det er derfor vanskelig å konkludere generelt med hva som vil være mest økonomisk gunstig. Det vil ikke bli gjort noen økonomiske beregninger i denne oppgaven, ettersom det vil være lite hensiktsmessig og eksakt å gjøre generelle betraktninger uten å ha et konkret eksempel hvor tilkobling av batterier kan være aktuelt. Faktorer som påvirker kostnadene ved de forskjellige alternativene vil derimot bli nevnt og drøftet videre i kapitlet.

### 9.1 Utbedring av nett

Avstand på overføringsnettet som krever forsterkning vil i stor grad være avgjørende for kostnadene. For overføringslinjer øker også prisen per meter med økende tverrsnitt, som gjenspeiles i hvilken effektoverføring som kreves [47]. Videre vil terreng, tilstanden til eksisterende nett og hvorvidt det er tilrettelagt for utbedring i området spille inn på kostnadene. Tilstanden til eksisterende nett kan ha vesentlig betydning, eksempelvis om stopper på et strekke med luftlinjer er i god stand og kan brukes videre, kontra å måtte bytte de ut.

### 9.2 Installasjon av lokal lagring

For batterier vil investeringskostnader være avhengige av type teknologi, størrelse (altså lagringskapasitet), samt alle komponenter som kreves i tillegg til selve batteriene. Kravet til lagringskapasitet bestemmes i stor grad av hvor høy effekt batteriet skal leverer og over hvor lang tid det skal levere denne effekten. Ved et økonomisk regnestykke må man også ta høyde for vedlikehold og levetid, ettersom den forventede levetiden for et batteri er kortere enn for overføringsnett, samt at batterier vil få redusert lagringskapasitet over tid. Det antas at overføringsnett kan være i drift i 50 år og lengre [48]. For batterier er forventet levetid 6-15 år, eller omkring 1500 sykluser [23]. Kostnadene kan derfor i utgangspunktet være en del høyere for utbedring av nett enn installasjon av batterier. Gradvis redusert lagringskapasitet for batterier kan tas høyde for ved å overdimensjonere utgangspunktet for kapasiteten noe.

For å vise et eksempel der lokal lagring ved tunge laster er brukt, kan den elektriske ferjen mellom Lavik-Oppedal trekkes frem. Ferjen skal være i drift i 2015 og er et samarbeidsprosjekt mellom Fjellstrand og Siemens. Ferjen skal kunne lades når den legger til kai mellom turene over fjorden, som gir rundt 10 minutter ved hver kai. Grunnen til at ferjen skal lades hyppig er for å kunne redusere størrelsen på batteriene om bord. Båtens batterier har en kapasitet på rundt 1000 kWh, og ettersom ladetiden er kort, vil effektuttaket være høyt. Nettet i området er derimot dimensjonert for å håndtere relativt lave effektuttak, og ferjens forsyning vil bli for høy. Løsningen blir å installere en Litium-ion batteribank på hver kai, som raskt kan forsyne ferjen i de korte ladeintervallene. Batteribankene har hver en kapasitet på 260 kWh. Batteriene lades av nettet i intervallene mellom utlading, altså i en lengre tidsperiode, og effekttilførselen trenger derfor ikke å være like høy. I tillegg vil ferjen lades direkte fra nettet om natten når den ikke er i bruk. Resultatet er at man slipper å forsterke det eksisterende nettet i området. Satt opp mot alternativet, som er å utbedre eksisterende nett, vil installasjon av batteribanker på hver kai være et mer kostnadseffektivt alternativ. Grunnen er at man i dette tilfellet har lange avstander med nett som måtte forsterkes, noe som vil bli kostbart [49].

## 10 Oppsummering og diskusjon

I dette kapitlet vil resultater fra målinger og simuleringer bli oppsummert, drøftet og diskutert. Dette innebærer målingene som er gjort, både strøm og harmoniske, samt simuleringene, både de dynamiske analysene og lastflytanalysene.

### 10.1 Harmoniske målinger

Målingene av harmoniske signaler fra hurtigladeren på Gløshaugen viser at det i dette tilfellet ikke er noen problemer knyttet til harmonisk støy. Det ble målt harmoniske signaler av strøm og spenning hvor kravene satt i FoL (se delkapittel 2.2.6) oppfylles. Målingene viser at  $THD_U$  er 0,7-0,8% under lading, mens kravene er 8 % og 5 % for henholdsvis et gjennomsnitt på 10 minutter og en uke. Målingene er riktignok umiddelbare verdier, men ettersom de ble gjort mens en bil ladet og effektflyten til ladestasjonen var høy, er det ingen grunn til å tro at det harmoniske bidraget vil være høyere i andre tilfeller. Videre er det meget god margin mellom målte verdier og kravene.

Det kan være flere grunner til at målingene er så gode som de er. Som nevnt tidligere i oppgaven vil høy kortslutningsytelse, eller lav impedans, bety mindre harmonisk forvrengning. Det har kommet frem at nettet i området hvor målingene er gjort er sterkt og godt dimensjonert og dette er trolig en av grunnen til lave målinger av harmonisk støy. Videre vil større transformatorer og lavere transformatorimpedans gi lavere spenningsharmoniske. Trafoene som forsyner hurtigladestasjonen og vannkraftbygget har ytelse på 1250 kVA (11kV-400V) og 500 kVA (11kV-230V). Sammenlignet med lastene de forsyner har de en høy ytelse, noe som også kan være en grunn til de lave spenningsharmoniske.

Videre er det i delkapittel 5.2.2 nevnt en rekke tiltak for å redusere harmoniske signaler. Man kan ut fra disse opplysningene si at det mest sannsynlig er brukt 6-pulse omformere i systemet, ettersom målingene av harmoniske strømmer viser høyest bidrag fra 5. og 7. orden. En 12-pulse likeretter vil ikke ha nevneverdig bidrag av harmoniske før 11. orden, 24-pulse vil ha enda lavere bidrag ved lave harmoniske ordner. 6-pulse omformeren gir i utgangspunktet mest støy, men er også den rimeligste. Den lave harmoniske forvrengningen indikerer også bruk av andre støyreducerende tiltak, som filtre, men det er vanskelig å si noe mer eksakt om dette kun basert på målingene. I svakere nett, altså nettsituasjoner hvor det også kan være aktuelt med lokal lagring, kan det forventes at bidraget av harmonisk støy er større og tiltak mot harmonisk forstyrrelse vil være mer sentralt.

### 10.2 Strømmålingene

Strømmålingene som ble gjort hadde flere formål. Først og fremst skulle de gi verdier som kunne brukes i senere analyser. Videre viser de bruksmønsteret til stasjonen, som gir grunnlag for drøfting. Målingene viser at stasjonen er i hyppig bruk i ukedagene. Stasjonens plassering inne på NTNU Gløshaugen resulterer i at stasjonen er i bruk allerede fra kl 08:00 og med jevne mellomrom gjennom hele dagen. Stasjonen brukes også på kvelden, dog noe mindre enn i tidsrommet 08:00-17:00 (se figur 35 og 39). Som nevnt tidligere er det sannsynlig at bruksmønsteret i stor grad er avhengig av stasjonens plassering. Til sammenligning er bruksmønsteret på stasjonen målt av Sintef (se figur 8 og 9) et ganske annet. Denne stasjonen er noe i bruk på dagtid, men klart hyppigst bruk er på ettermiddag og kveldstid. Videre er den oftere i bruk i helgene, sammenlignet med stasjonen på Gløshaugen. Stasjonen hvor Sintef har gjort målinger

er høyst sannsynlig plassert i nærheten av trafikkert vei og lett tilgjengelig for forbipasserende trafikk. Dette kan forklare at stasjonen brukes hyppigst i perioder når folk har fri og er på vei hjem fra jobb eller andre steder.

Å kartlegge bruksmønster er viktig ved eventuell planlegging av lokal lagring med tanke på dimensjonering, og det er derfor nyttig kunnskap å se forskjeller i bruksmønster avhengig av beliggenhet. Hvordan stasjonens bruksmønster ser ut sammenlignet med bruksmønster til andre laster i systemet er også en viktig faktor. Ved stasjonen på Gløshaugen er det høyst sannsynlig at hurtiglader og resterende laster trekker mest effekt i samme tidsperiode, nemlig i skoletiden. På Gløshaugen gir dette derimot ikke store utslag eller er avgjørende på noen måte. I andre tilfeller kan det være en helt avgjørende faktor, altså at hurtiglading i seg selv ikke overbelaster nettet, men problemer oppstår når lasten fra hurtigladerne kommer i tillegg til andre laster. Dette er nok en god grunn til å kartlegge bruksmønster av ladestasjonen.

Ser man isolert på kun et ladeforløp fra målingene er det karakteristiske trekk som går igjen for alle forløpene (se figur 37 og 38). Strømmen rampes fort opp til maks ladestrøm. Deretter synker ladestrømmen relativt fort i de første minuttene av forløpet. Ladestrømmen har større hyppighet av små strømvariasjoner i andre halvdel av ladeforløpet, variasjoner som trolig skyldes kontrollsystemet for batteriet i elbilen. Ladeforløpene har forskjellig lengde og strøm ved oppstart, som påvirkes av grad av utladning i bilen som tilkobles. Men uavhengig av strøm ved oppstart og lengde av ladeforløpet, stanses ladeperioden når en grense på omkring 18 A, eller 12-13 kW, er nådd. Forløpene har samme karakteristikk og likhetstrekk som målingene gjort av Sintef, som underbygger at de stemmer med realiteten. Det skal nevnes at det ligger noe usikkerhet knyttet til nøyaktigheten av forløpene grunnet intervallet mellom hver avlesning under målingene. Spesielt ved oppstart, starten av ladeperioden og ladestopp forandres ladestrømmen raskt over kort tid. Ettersom avlesningsintervallet er 12 sekunder kan det føre til at forløpene er noe avvikende fra realiteten. Det antas videre at disse unøyaktighetene ikke er veldig store, og ladeforløpene basert på målinger stemmer ganske godt med de faktiske forløpene.

Forløpene som er målt viser noe form for raske strømvariasjoner, som kan påvirke nettets spenningskvalitet i form av raske spenningsprang eller spenningsflimmer. I hvilken grad man vil få slike problemer avhenger av type elbil som lades, ettersom forskjellige elbiler har forskjellige ladeforløp. Ladeforløpene vist i figur 5 og 6 er basert på målinger gjort ved normal lading og viser at man for noen ladeforløp har mye korttids flimmerintensitet. For hurtigladestasjoner vil overføringseffekten være høyere og raske forandringer i ladestrøm kan derfor gi større påvirkninger i nettet. Oppstart og avslutning av et ladeforløp kan føre til kortvarig spenningsforandring. Målingene gjort i denne oppgaven viser at den aktuelle stasjonen ramper opp strømmen over et tidsintervall på omkring 30 sekunder, og faller til 0 over et intervall på omkring 15 sekunder ved ladeslutt. Ettersom økningen av strøm ved oppstart eller reduksjon av strøm ved ladestopp ikke skjer momentant, reduseres problemet med kortvarig spenningsforandring. Samtidig vil et sterkt nett gjøre at forandringene blir mindre. Det er knyttet noe usikkerhet til tidsintervallene for oppstart og ladeslutt grunnet måleintervallet på 12 sekunder. Som med de fleste mulige problemer knyttet til hurtiglading kan spenningsprang bli et større problem i nett med høy impedans og lav kortslutningsytelse (svake nett), og hvis oppstart og avslutning av en ladeperiode skjer over kortere tidsintervall.



### 10.3 Nettsystem med energilagring

I et system med lokal lagring vil man trenge komponenter som styringssystemer, omformere og lagringsenheten. Man vil trenge en DC-DC omformer med toveis effektflyt for å transformere spenningen fra nettet ned til batterienes spenningsnivå eller motsatt ved reversert effektflyt. Eventuelt går det an å bruke DC-DC omformere med topologi som kun gir enveis effektflyt. Kostandene for en slik omformer vil være lavere, men man vil til gjengjeld trenge to stykker, en til å transformere ned spenningen til batteriene og en til å transformere opp spenningen fra batteriene til nettet.

Ettersom nettet leverer vekselstrøm og laderen skal lade med likestrøm, vil man trenge en AC-DC omformer. For slike omformere finnes det forskjellige løsninger for komponenter til omformeren og topologi. Valg av omformer baseres på faktorer som virkningsgrad, kostnader og kapasitet i form av effektflyt. Videre vil valg av omformer være en bestemmende faktor for hvor mye harmonisk støy man vil få i systemet. Er man derfor redd for å få et system mye store harmoniske bidrag kan et alternativ være å benytte en topologi som gir mindre forstyrrelse (se delkapittel 5.2.2.1). Bruk av halvlederkomponenter i omformeren (se delkapittel 5.2.2.2) i stedet for dioder vil også være med på å redusere støy fra omformeren. Av figur 13 vises det at halvleder av typen IGBT, som er nevnt tidligere i oppgaven, er mye brukt i kraftelektronikk og har et passende bruksområde for omformere aktuelle for denne oppgaven. Videre er bruk av filtre en aktuell løsning for å redusere harmonisk støy.

Batterier er valgt som det best egnede alternativet for den aktuelle problemstillingen. Begrunnelsen er at batterier er allsidige, det vil si at man kan velge mellom teknologier og finne en type som er best egnet for applikasjonen. Videre har mange batterier god virkningsgrad, god energi- og effekttetthet og generelt en ganske lang levetid. I tillegg er prisen på batterier forventet å synke i årene fremover. Tabell 5 i kapittel 4 gir en kortfattet oppsummering av de mest kjente batteriteknologiene og hvilken applikasjon de er best egnet til. Det aktuelle systemet setter visse krav til effekttetthet, ettersom batteriene skal kunne levere energien over en relativt kort periode, typisk noen timer. Samtidig kan det forekomme at batteriene vil stå over lengre tid uten bruk, og de burde derfor ha en lav selvutladingsrate. Videre skal batteribanken være stasjonær og størrelse på batteribanken vil trolig ikke ha stor betydning ettersom det antas at plassmangel ikke er et problem i installasjoner beskrevet i denne rapporten. Batterienes energitetthet er derfor ikke like viktig som selvutladningsrate, effekttetthet og virkningsgrad. I de dynamiske analysene ble det beregnet at man ville trenge en batteripakke på 150 kWh for det simulerte systemet på Gløshaugen. Med utgangspunkt i at blybatterier har en størrelse på  $0,013 \text{ m}^3/\text{kWh}$ , vil størrelsen på et slikt batteri bli om lag  $2 \text{ m}^3$ , som ikke er veldig avskrekkende. Blybatterier er vurdert som kanskje den mest egnede teknologien for problemstillingen i denne oppgaven, og er brukt som eksempel der det er hentet frem karakteristikk eller verdier for batterier. Sammenlignet med andre teknologier kan blybatterier komme til kort på noen punkter, som virkningsgrad, ladetid, energitetthet osv. Allikevel har de egenskaper og en prislapp som gjør de høyst aktuelle for problemstillingen. Samtidig kan man med utgangspunkt i tabell 5 se at batterityper som Redox, Sodium-Sulfur (NaS), Litium-ion (Li-ion) eller Nickel-Cadmium (Ni-Cd) også kan være aktuelle alternativer. Det er altså flere alternativer som kan benyttes og hvilket alternativ som er best egnet kan variere utfra hvilke kriterier som er vurdert å være viktigst.

## 10.4 Dynamiske analyser

De dynamiske analysene har som formål å gi et eksempel på hvordan samspillet mellom batteri, nett og ladestasjon kan fungere i en situasjon med lokal lagring. I modellen er det gjort flere forenklinger som gjør at simuleringene ikke kan sees på som helt reelle. Grunnen er at å lage en helt eksakt modell av kontrollsystemet er en omfattende og tidkrevende jobb. Ettersom en dynamisk analyse heller ikke er hovedoppgaven i prosjektet og er gjort i tillegg til andre målinger og analyser, ble det valgt å gjøre forenklinger. Analysen viser blant annet kun strømflyt fra og til de forskjellige komponentene. I en reell analyse burde det også lages funksjoner for spenning i systemet. Som nevnt tidligere (se delkapittel 5.3.2) vil batteriets spenning variere under lading og utlading, og dette er en noe som det burde tas stilling til i mer eksakte analyser. Videre er det brukt kontrollerbare strømkilder for å representere hurtigladestasjonene og batteriet. Som vist i delkapittel 5.4.2 vil andre modeller gi en bedre tilnærming til karakteristikker ved et batteri. Analysen tok for seg DC-siden av systemet, og noen av resultatene ble omregnet til AC for videre bruk i lastflytanalyser. Her ble det antatt en ideell omformer, altså ingen tap i omformingen mellom DC og AC.

Valgene knyttet til grenser for når batteriet skal lades eller utlades, hvilken lade- og utladingsstrøm det skal ha og lagringskapasitet er valgt vilkårlig ut fra hva som virket passende for analysesystemet. Disse verdiene kunne selvfølgelig blitt forandret, som ville påvirket forholdet mellom forsyning fra nett og batteri, samt batteriets kapasitet.

Analysen ble benyttet til å se hvilken lagringskapasitet man vil trenge for å kunne supplere nettet over et døgn ved stasjonen på Gløshaugen med gitte grenser for maksimal strømføring i nett og utladingsstrøm. Videre indikerer modellen hvilken ladetid man vil ha i eksempelmodellen med gitte grenser for ladestrøm.

## 10.5 Lastflytanalyser

Som vist tidligere har det blitt gjort lastflytanalyser av to forskjellige systemer. Grunnen til at det ble valgt å simulere to forskjellige systemer er at det viste seg fort at nettet på Gløshaugen er sterkt og robust. Etter å ha fått tilgang til opplysninger om fordelingen fra nettstasjonen som forsyner ladestasjonen, samt oversikt over høyspent distribusjonsnett i området, tydet mye på at nettet er godt dimensjonert. Videre er høyspent distribusjonsnett et ringnett og nettstasjonen er plassert rett ved lastene. Med bakgrunn i disse opplysningene ble det antatt at tilkobling av lokal lagring ville gi lite forandring og ha liten påvirkning av nettet, og av den grunn være et dårlig eksempel til å vise nytten av lokal lagring.

Opplysninger om nettet ble brukt til å anslå impedans i linjer, og det ble regnet ut effektflyt til forskjellige laster i det simulerte systemet ved hjelp av informasjon om årlig forbruk for trafoene og antagelser basert på disse. Å beregne effektflyt til flere kurser kun basert på årlig forbruk for trafoen og vektning for hver kurs basert på sikringsstørrelse er grunnlag for mye usikkerhet. Det ble også gjort antagelser knyttet til brukstid på lastene i systemet og det er antatt at de har konstant effekt under analyseperioden, som er en forenkling. Dette må tas hensyn til i form av usikkerhet når resultatene skal vurderes.

I analysene er det også antatt at ladestasjon nr 2 er bygget og at stasjonene lader samtidig, dette i håp om å få større utslag i resultatene. Det er derfor vanskelig å tro at

eksakte tall for effektflyt i Gløshaugen-systemet til lastene vil forandre påvirkningen mye. Sammenligner man analysene med og uten tilkoblet batteribank forandres tapsverdier og spenningsamplitude i nodene noe til det bedre, men utgangspunktet er så bra at forskjellene ikke er vesentlig.

Nytten av å installere lokal lagring kom som forventet dårlig frem i lastflytanalysen på Gløshaugen, og i lys av dette ble det valgt å gjøre nok en analyse av et fiktivt system. Resultatene viser at batteritilkoblingens påvirkning av nettet er mye større i dette systemet.

**Tabell 8 Sammenligning av sentrale resultater fra lastflytanalysene.**

		Analyse-system	
		Gløshaugen	Fiktivt
<b>Tap i linjer ved makslast-situasjon</b>	Med (%)	0,320	7,560
	Uten (%)	0,600	9,370
	Differanse (%)	0,280	1,810
<b>Gj.snitt tap over ladeperiode</b>	Med (kWh)	0,150	13,47
	Uten (kWh)	0,280	17,00
	Differanse (kWh)	0,130	3,530
<b>Spenning i node med størst variasjon ved makslast-situasjon</b>	Med (p.u.)	0,996	0,925
	Uten (p.u.)	0,992	0,886
	Differanse (p.u.)	0,004	0,039

Det ble blant annet gjort en analyse med maksimal last fra ladestasjonene, med og uten lokal lagring, i begge systemer. For hver analyse ble spenningsverdier i systemenes noder avlest. I begge systemer er det størst variasjon i noden for hurtigladedestasjonen. I det fiktive systemet tilsvare differansen 8,97 V. Differansen ble omlag ti ganger større i dette systemet sammenlignet med systemet på Gløshaugen. Det faktum at ladestasjonen har negativt bidrag av reaktiv effekt er gunstig, ettersom det er med på å redusere spenningsfallet over linjene. Tapene ved makslast-situasjon er nesten halvert i Gløshaugen-systemet ved å supplere nettet med batterier ved lasten. Samtidig er tapsverdiene veldig lave og forskjellen utgjør kun 0,28%. For det fiktive systemet er forskjellen 1,81%, som er en vesentlig reduksjon og et resultat som taler for implementering av lokal lagring. Samtidig er ikke resultatene hentet fra et reelt system, og verdier kan kun tolkes som en indikasjon og gir ikke grunnlag for å trekke endelige konklusjoner. Videre må det presiseres at resultatene for samlede tap er basert på kurver som er tilnærminger av de eksakte tapsverdiene over en ladeperiode (se figur 54 og 57). Dette gir stor usikkerhet i resultatene. Allikevel vurderes det som at de kan brukes til å indikere forskjeller i lastsituasjonene.

## 10.6 Generelle betraktninger

Etter å ha sett på egne målinger og målinger gjort av Sintef, samt samtaler med andre som har innsikt i tematikken, er den generelle oppfatningen av dagens utbygging av hurtigladedestasjoner at de er godt planlagt med hensyn på nett og nettbelastning. Dette er nødvendigvis ikke en situasjon som kommer til å vedvare. Ettersom utbyggingen av stasjoner fortsetter og behovet for infrastruktur for elbiler øker, vil man trolig i økende grad bli nødt til å bevege seg bort fra strategiske plasseringer med hensyn på nettet. Strategisk plasseringen med hensyn på rekkevidde for elbiler, mye brukte veistrekker

og tilgjengelighet blir viktigere. En godt nettforsyning kan i større grad bli nedprioritert som et avgjørende kriterium.

Som et eksempel kan situasjonen beskrevet i delkapittel 9.2 være aktuell for problemstillingen i denne oppgaven også. En ferjekai er i utgangspunktet en god strategisk plassering av hurtiglادestasjoner, ettersom biler ofte må vente på kaien og dermed har tid til å lade bilen. Samtidig er det sannsynlig at nettet i mange tilfeller kan være i samme befatning som kaiene ved Lavik-Oppedal, altså at det strekker seg over lange avstander og ikke er dimensjonert for belastning fra hurtiglادestasjoner. I slike tilfeller kan en installasjon av batterier være høyst aktuell. Samtidig er batteriteknologien fortsatt i rivende utvikling og det antas at priser på batterier vil synke i fremtiden, samtidig som teknologien blir bedre. I lys av disse argumentene er det grunn til å tro at det fra et økonomisk perspektiv er mye mulig man finner prosjekter i dag hvor installasjon av lokal lagring er en aktuell løsning, og at problemstillingen gjerne vil bli enda mer aktuell om noen år når behovet for hurtiglادestasjoner har vokst ytterligere.

### **10.7 Videre arbeid**

Oppgaven har belyst og drøftet problemstillinger som høyst sannsynlig vil være aktuelle i årene som kommer. Oppgaven har gitt en indikasjon på at tilkobling av lokal lagring tilknyttet hurtiglادestasjoner kan være et alternativ i gitte situasjoner. Samtidig er det kun fiktive analyser som indikerer dette i denne oppgaven. Videre arbeid vil kunne bli å finne et område hvor det er planlagt å bygge ut hurtiglادestasjoner, og problematikken med for tung belastning og spenningskvalitet i nettet er tilstede som følge av dette. Ved å ha et konkret eksempel hvor tematikken er aktuell kan man gjøre grundigere analyser, både tekniske og økonomiske. En vurdering av problemstillingen i et reelt system hvor lokal lagring er aktuelt vil ha mer tyngde og vil være bedre egnet til å konkludere eller trekke slutninger.

## 11 Konklusjon

Hovedsakelig vil tung belastning av nettet være den største utfordringen for tilknytting av hurtigladestasjoner til overføringsnett. Spenningsstrang og raske spenningsvariasjoner kan også forekomme, spesielt ved ladeslutt eller ved ujevne ladeforløp. Allikevel vurderes ikke dette som like problematisk, sammenlignet med spenningsfall som resultat av tung belastning.

Strømmålingene fra hurtigladestasjonen på NTNU Gløshaugen viser et bruksmønster som er ganske forskjellig fra målingene gjort av Sintef Energi på en annen anonymisert hurtigladestasjon. Beliggenheten til stasjonene er trolig i høy grad avgjørende for bruksmønsteret og blir med det en viktig faktor i planlegging av eventuell lokal lagring.

Det ble gjort målinger av harmonisk støy fra hurtigladeren på Gløshaugen, ettersom harmonisk forstyrrelse kan være problematisk ved installasjoner av hurtigladestasjoner. I systemet på Gløshaugen er derimot ikke dette et problem. Eksempelvis ble  $THD_U$  målt til å være rundt 0,7-0,8% ved lading, mens kravene satt i FoL er 8% og 5% for henholdsvis gjennomsnitt av 10 minutter og en uke. I svakere nett, altså nettsituasjoner hvor det også kan være aktuelt med lokal lagring, kan det forventes at bidraget av harmonisk støy er et større problem enn i det målte systemet.

En tilnærming av nettet rundt hurtigladeren på Gløshaugen, samt et fiktivt nett ble simulert i lastflytanalyser for å kartlegge hvilken påvirkning tilkobling av lokal lagring vil ha for nettets leveringskvalitet og drift. Det fiktive systemet skal være et eksempel på en nettsituasjon der nettet strekker seg over lange avstander og er svakt dimensjonert, altså en aktuell situasjon for tilkobling av lokal lagring. Det er også antatt installasjon av to hurtigladere med samtidig lading. Av simuleringene ble det gjort følgende bemerkelser:

- Lokal lagring er ikke egnet i systemet på Gløshaugen. Grunnen er at nettet i området allerede er sterkt og godt dimensjonert, som resulterer i at en tilknytting av batterier ved lasten gir lite utslag i spenningsverdier i noder og tap i linjer.
- Det fiktive nettet viser tydeligere påvirkningen lokal lagring kan ha på nettet. I systemet stiger eksempelvis spenningen i noden med lavest verdi fra 0,886 p.u. til 0,925 p.u. med installasjon av lokal lagring, som tilsvarer en spenningsøkning på 8,97 V. Videre reduseres tapene ved maks last ved 1,81% med batterier tilkoblet.

Det må understrekes at analysene som viser størst påvirkning av lokal lagring er gjort på et fiktivt system og resultatene kan av den grunn ikke brukes til å trekke konklusjoner. Det kan derimot indikere nytten av en slik installasjon i systemer hvor nettet ikke er dimensjonert for hurtiglading av elbiler.

## 12 Referanser

- [1] Taxt, H., & Seljeseth, H. (2013). *Elbilers ladeforløp og utfordringer for el-nettet*, s. 8-9. Trondheim: SINTEF energi AS.
- [2] Regjering. (2013, 05.16). *Overføringsnettet*. Hentet 23.01, 2014 fra regjeringen.no: [http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/energi\\_og\\_vannsressurser/overforingsnettet.html?id=444385#](http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/energi_og_vannsressurser/overforingsnettet.html?id=444385#)
- [3] Energidepartementet, (2010, 01.26). *Lovdata*. Hentet 05.02, 2014 fra Lovdata: <http://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>
- [4] Seljeseth, H. Hentet 11.02, 2014 fra Slides i "ELK 10: Quality of supply in electrical power systems, *Voltage dips in power systems*". s. 6.
- [5] Seljeseth, H. Hentet 11.02, 2014 fra Slides i "ELK 10: Quality of supply in electrical power systems, *Rapid rms-voltage variations*". s. 8-18.
- [6] Sand, K. Hentet 11.02, 2014 fra Slides i "ELK10: Quality of supply: *Voltage unbalance*", s. 6
- [7] Sand, K. Hentet 11.02, 2014 fra Slides i "ELK 10: Quality of supply: *Harmonics*". s. 9
- [8] Statnett. (2013, 09.12). *Statnett bygger neste generasjon sentralnett*. Hentet 10.03, 2014 fra Statenett.no: <http://www.statnett.no/Samfunnsoppdrag/vart-samfunnsoppdrag/Neste-generasjon-sentralnett/>
- [9] Sæle, H. (2011, 01 03). *Strømforbruk i husholdningene*. Hentet 10.02, 2014 fra Sintef: <http://www.sintef.no/SINTEF-Energi-AS/Xergi/Xergi-2010/Nr-1---juni1/Engelskmann-for-ett-ar-2211/>
- [10] Consumers Energy. (2002). *Energy solutions*. Hentet 10.02, 2014 fra Energy Use Patterns: Understand Load Profile: <http://members.questline.com/Article.aspx?articleID=779&accountID=4676&nl=8175&userID=1514987>
- [11] SSB. (2010). *Eletrisitet, månedsvariasjoner*. Hentet 10.02, 2014 fra SSB: <https://www.ssb.no/statistikkbanken/selectvarval/saveselections.asp>
- [12] Haugneland, P. (2013, 04.18). *Fakta om elbil*. Hentet 14.02, 2014 fra elbil.no: <http://www.elbil.no/elbiler/803-fakta-om-elbil>
- [13] Grønn bil. (2013, 01.10). *www.gronnbil.no*. Hentet 29.05, 2014 fra [www.gronnbil.no](http://www.gronnbil.no): <http://www.gronnbil.no/nyheter/oppdatert-prognose-for-salget-av-ladbare-biler-frem-mot-2020-article313-239.html>
- [14] Vangen, L. (2011, 08.18). *Zero*. Hentet 26.02, 2014 fra Zero - rapport om elbil og hurtigladestasjoner: <http://www.zero10.no/zero/transport/batteribil/zero-rapport-om-elbil-og-hurtigladestasjoner>
- [15] Grønnbil. (2013). *Ladbare biler i Norge*. Hentet 14.02, 2014 fra [gronnbil.no](http://www.gronnbil.no): <http://www.gronnbil.no/elbiluniverset/kart.php#zoom=6&tr=60.845409439724506,10.038226074218755&bl=55.77714893689898,-11.714703613281245&m=1&reg=0>
- [16] Abrahamsen, M. (2013, 10.12). *Tesla bringer elbilsalget langt foran målet*. Hentet 25.02, 2014 fra e24.no: <http://e24.no/bil/elbilsalget-langt-foran-prognosene-i-norge/22573073>
- [17] Seljeseth, H., & Taxt, H. (2013). *Elbilers ladeforløp og utfordringer for el-nettet*, s. 13-15. Sintef, Sintef Energi AS. Trondheim: Sintef Energi AS
- [18] Seljeseth, H., & Taxt, H. (2013). *Elbilers ladeforløp og utfordringer for el-nettet*, s. 24. Sintef, Sintef Energi AS. Trondheim: Sintef Energi AS
- [19] Seljeseth, H., & Taxt, H. (2013). *Elbilers ladeforløp og utfordringer for el-nettet*, s. 32 Sintef, Sintef Energi AS. Trondheim: Sintef Energi AS

- [20] Ladestasjoner. *Hva er hurtiglading*. Hentet 26.02, 2014 fra Ladestasjoner.no: <http://www.ladestasjoner.no/hurtiglading/om-hurtiglading/24-hva-er-hurtiglading>
- [21] Kvisle, H. H. (2013, 08.07). *Glimt av blått på den europeiske elbilhimmelen*. Hentet 26.02, 2014 fra eilbil.no: <http://eilbil.no/elbiler/1046-glimt-av-blatt-pa-den-europeiske-elbilhimmelen>
- [22] Seljeseth, H., & Taxt, H. (2013). *Elbilers ladeforløp og utfordringer for el-nettet*, s. 29. Sintef, Sintef Energi AS. Trondheim: Sintef Energi AS
- [23] IEC, I. E. (2011). *Electric Energy Storage, white paper*, s. 19-36. IEC, IEC. International Electrotechnical Commission.
- [24] ESA. (2011). *Technology comparison*. Hentet 05.03, 2014 fra [electricitystorage.org](http://www.electricitystorage.org): [http://www.electricitystorage.org/technology/tech\\_archive/technology\\_comparisons](http://www.electricitystorage.org/technology/tech_archive/technology_comparisons)
- [25] Green Car Congress. (2009, 12.25). [www.greencarcongress.com](http://www.greencarcongress.com). Hentet 15.05, 2014 fra [www.greencarcongress.com](http://www.greencarcongress.com): <http://www.greencarcongress.com/2009/12/panasonic-20091225.html>
- [26] Murphy, T. (2011, 08.02). <http://physics.ucsd.edu>. Hentet 14.05, 2014 fra <http://physics.ucsd.edu>: <http://physics.ucsd.edu/do-the-math/2011/08/nation-sized-battery/>
- [27] AEG. (2013). *Battery Energy Storage System*, s. 7. AEG.
- [28] Qian, H. (2011). *A high-Efficiency Grid-Tie Battery Energy Storage System*, s. 7-11. Virginia Polytechnic Insititute and State University. Blacksburg: Virginia Polytechnic Insititute and State University.
- [29] Mohan, N., Undeland, T., & Robbins, W. (2003). *Power Electronics, Converters, applications and design*, s. 32. John Wiley & Sons inc.
- [30] Mohan, N., Undeland, T., & Robbins, W. (2003). *Power Electronics, Converters, applications and design*, s. 196. John Wiley & Sons, inc.
- [31] Jorde, A. (2001). *Elektrisk støy i yrkesbygg*, s. 13. Oslo: InterConsult Group ASA.
- [32] ABB. (2011). *Veiledning om harmoniske med frekvensomformere*, s. 21-24. ABB.
- [33] Kjeldstad, Ø. (2010). *Dimensjonering av ledertverrsnitt I anlegg med overharmoniske strømmer*, s. 15. Trondheim: NTNU.
- [34] Mohan, N., Undeland, T., & Robbins, W. (2003). *Power Electronics, Converters, applications and design*, s. 488-490. John Wiley & Sons inc.
- [35] Bao, K. (2012). *battery charge and discharge control for energy management in EDV and utility integration*, s. 41. Tuscaloosa: University of Alabama.
- [36] ABB. (2011). *Veiledning om harmoniske med frekvensomformere*, s. 29. ABB.
- [37] Jorde, A. (2001). *Elektrisk støy i yrkesbygg*, s. 25-26. Oslo: InterConsult Group ASA.
- [38] Keyhani, A. (2011). *Design of Smart Power Grid Renewable Energy Systems*, s. 295-298. New Jersey: John Wiley & Sons, inc .
- [39] Qian, H. (2011). *A high-Efficiency Grid-Tie Battery Energy Storage System*, s. 3-5. Virginia Polytechnic Insititute and State University. Blacksburg: Virginia Polytechnic Insititute and State University.
- [40] Bajracharya, Q. (2013). *Dynamic modeling, monitoring and control of energy storage system*, s. 25-28. Karlstad: Karlstad University
- [41] PowerStream. (2014, 3.11). [www.powerstream.com](http://www.powerstream.com). Hentet 15.03, 2014 fra [www.powerstream.com](http://www.powerstream.com): <http://www.powerstream.com/SLA.htm>
- [42] LAB-VOLT, I. (2010, 5). [www.labvolt.com](http://www.labvolt.com). Hentet 11.03, 2014 fra [www.labvolt.com](http://www.labvolt.com): [https://www.labvolt.com/downloads/86351\\_f0.pdf](https://www.labvolt.com/downloads/86351_f0.pdf)

- [43] Idlbi, B. (2012). *Dynamic simulation of a PV-Diesel\_Battery hybrid plant for off grid electricity supply*, s. 26. Remena: University of Kassel And faculty of engeneering at Cairo University.
- [44] Bajracharya, Q. (2013). *Dynamic modeling, monitoring and control of energy storage system*, s.57. Karlstad: Karlstad University
- [45] Bajracharya, Q. (2013). *Dynamic modeling, monitoring and control of energy storage system*, s.18- 19. Karlstad: Karlstad University
- [46] EVpower. *www.evpower.no*. Hentet 06.03, 2014 fra *www.evpower.no*:  
<http://www.evpower.no/index.php/biler-og-lading/hurtiglading>
- [47] Solvang, E. Slides fra "ELK 11, Cost-Benefit analysis in distribution network planning: *Optimal cross section*". Hentet 29.04, 2014
- [48] Regjeringen. (u.d.). *Energiutredning - Verdiskapning, forsyningsikkerhet og miljø*. Hentet 29.04, 2014 fra Regjeringen.no:  
<http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2012/nou-2012-9/4/1.html?id=675436>
- [49] Siemens. *www.siemens.com*. Hentet 12.03, 2014 fra *www.siemens.com*:  
[http://www.siemens.com/innovation/en/news/2013/e\\_inno\\_1301\\_2.htm](http://www.siemens.com/innovation/en/news/2013/e_inno_1301_2.htm)
- [50] Saadat, H. (2010). *Power System Analysis, Third edition*, s. 271-274. United States: PSA publishing.
- [51] Solvang, E. Hentet 04.05, 2014 fra "ELK 11: Cost-benefit analysis in distribution network planning: *Øving 9*".



## Vedlegg A: Flere resultater fra målinger gjort på hurtigladestasjonen

Tabeller med harmoniske ordner og bidrag fra hver orden i prosent av nominell strøm og spenning:

HARMONICS TABLE				
Amp	L1	L2	L3	N
THD%f	6.0	6.2	6.2	66.0
H3%f	0.2	0.3	0.1	12.0
H5%f	3.0	2.9	3.1	12.1
H7%f	3.4	3.5	3.5	10.1
H9%f	0.1	0.1	0.1	11.2
H11%f	0.9	1.0	1.0	10.7
H13%f	0.9	0.9	1.0	11.2
H15%f	0.1	0.0	0.1	11.2
03/25/14 14:46:10 400V 50Hz 3Ø WYE EN50160				
U A W U&A	HARMONIC GRAPH		TREND	HOLD RUN

HARMONICS TABLE				
Volt	L1	L2	L3	N
THD%f	0.7	0.8	0.7	68.4
H3%f	0.1	0.1	0.1	11.1
H5%f	0.0	0.1	0.1	11.0
H7%f	0.6	0.7	0.7	12.0
H9%f	0.0	0.0	0.0	11.1
H11%f	0.2	0.1	0.1	10.3
H13%f	0.2	0.2	0.2	10.2
H15%f	0.0	0.0	0.0	10.4
03/25/14 14:45:57 400V 50Hz 3Ø WYE EN50160				
U A W U&A	HARMONIC GRAPH		TREND	HOLD RUN

Målt aktiv, reaktiv og tilsynelatende effekt, samt "powerfactor" og cosinus  $\Phi$ , ved et vilkårlig tidspunkt i ladeforløpet:

Power & Energy				
FULL	L1	L2	L3	Total
kW	8.9	8.8	8.9	26.6
kVA	9.1	9.1	9.1	27.3
kVAR	± 2.0	± 2.0	± 2.0	± 6.1
PF	0.97	0.98	0.97	0.97
Cos $\Phi$	0.98	0.98	0.98	
A rms	37	37	37	
03/25/14 14:54:13 400V 50Hz 3Ø WYE EN50160				
U rms	247.1	246.4	246.5	
VOLTAGE ▲ ▲	ENERGY		TREND	HOLD RUN

Målinger av strøm, spenning, "Crest factor" (som viser forskjellen mellom signalets gjennomsnittsverdi og toppunkt) og frekvens:

Volts/Amps/Hertz				
	L1	L2	L3	N
V <sub>rms</sub>	247.3	246.4	246.6	0.0
V <sub>pk</sub>	348.3	346.6	347.0	0.1
CF	1.41	1.41	1.41	OL
Hz	50.06			
	L1	L2	L3	N
A <sub>rms</sub>	40	40	40	0
A <sub>pk</sub>	61	59	61	1
CF	1.51	1.47	1.54	OL
03/25/14 14:52:11 400V 50Hz 3Ø WYE EN50160				
VOLTAGE			TREND	HOLD RUN

Målinger av ubalanse ved et vilkårlig tidspunkt i ladeforløpet, hvor negativ og null-sekvens for strøm og spenning er vist:

Unbalance				
	V <sub>neg.</sub>	V <sub>zero</sub>	A <sub>neg.</sub>	A <sub>zero</sub>
Unbal.(%)	0.2	0.0	0.6	0.1
	L1	L2	L3	N
V <sub>fund</sub>	247.5	246.5	246.6	0.0
Hz	50.02			
	L1	L2	L3	N
$\bar{\alpha}V(^{\circ})$	0.0	-120.0	-239.8	-233.1
$\bar{\alpha}A(^{\circ})$	-347.2	-107.9	-227.4	-190.2
A <sub>fund</sub>	41	40	40	0
03/25/14 14:51:17 400V 50Hz 3Ø WYE EN50160				
			TREND	HOLD RUN

## Vedlegg B: Modeller og utdrag av resultater i MATPOWER

System Gløshaugen, modell og resultater ved maksimal lastsituasjon, uten og med lokal lagring:

```

%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 0.100;

%% bus data
% bus i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
1 3 0.0000 000000 0 0 1 1.04 0 11 1 1.1 0.9;
2 1 0.0000 000000 0 0 1 1.06 0 11 1 1.1 0.9;
3 1 0.0220 000000 0 0 1 1.00 0 0.230 1 1.1 0.9;
4 1 0.0071 000000 0 0 1 1.00 0 0.230 1 1.1 0.9;
5 1 0.0085 000000 0 0 1 1.00 0 0.230 1 1.1 0.9;
6 1 0.0071 000000 0 0 1 1.00 0 0.230 1 1.1 0.9;
7 1 0.0085 000000 0 0 1 1.00 0 0.230 1 1.1 0.9;
8 1 0.0085 000000 0 0 1 1.00 0 0.230 1 1.1 0.9;
9 1 0.0085 000000 0 0 1 1.00 0 0.230 1 1.1 0.9;
10 1 0.0038 000000 0 0 1 1.00 0 0.400 1 1.1 0.9;
11 1 0.0031 000000 0 0 1 1.00 0 0.400 1 1.1 0.9;
12 1 0.0991 -0.016 0 0 1 1.00 0 0.400 1 1.1 0.9;
13 1 0.0003 000000 0 0 1 1.00 0 0.400 1 1.1 0.9;
14 1 0.0006 000000 0 0 1 1.00 0 0.400 1 1.1 0.9;
15 1 0.0016 000000 0 0 1 1.00 0 0.400 1 1.1 0.9;
];

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pcl Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen = [
1 5 0 5.00 5.000 1.00 0.100 1 0.600 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status angmin angmax
mpc.branch = [
1 2 0.0008 0.0000 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 3 0.0012 0.0076 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 4 0.0590 0.0076 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 5 0.0300 0.0076 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 6 0.0300 0.0076 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 7 0.0300 0.0076 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 8 0.0300 0.0076 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 9 0.0019 0.0025 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 10 0.0019 0.0025 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 11 0.0019 0.0025 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 12 0.0069 0.0025 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 13 0.0020 0.0025 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 14 0.0019 0.0025 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 15 0.0019 0.0025 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
];

```

How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	15	Total Gen Capacity	0.6	5.0 to 5.0
Generators	1	On-line Capacity	0.6	5.0 to 5.0
Committed Gens	1	Generation (actual)	0.2	-0.0
Loads	13	Load	0.2	-0.0
Fixed	13	Fixed	0.2	-0.0
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	-0.0	0.0
Branches	14	Losses (I <sup>2</sup> * Z)	0.00	0.00
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	0.0
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.992 p.u. @ bus 12	1.000 p.u. @ bus 1
Voltage Angle	-0.21 deg @ bus 12	0.00 deg @ bus 1
P Losses (I <sup>2</sup> *R)	-	0.00 MW @ line 2-12
Q Losses (I <sup>2</sup> *X)	-	0.00 MVar @ line 2-12

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.000	0.000*	0.18	-0.02	-	-
2	0.999	-0.007	-	-	-	-
3	0.998	-0.103	-	-	0.02	0.00
4	0.994	-0.038	-	-	0.01	0.00
5	0.996	-0.044	-	-	0.01	0.00
6	0.996	-0.038	-	-	0.01	0.00
7	0.996	-0.044	-	-	0.01	0.00
8	0.996	-0.044	-	-	0.01	0.00
9	0.998	-0.019	-	-	0.01	0.00
10	0.998	-0.013	-	-	0.00	0.00
11	0.999	-0.012	-	-	0.00	0.00
12	0.992	-0.214	-	-	0.10	-0.02
13	0.999	-0.008	-	-	0.00	0.00
14	0.999	-0.008	-	-	0.00	0.00
15	0.999	-0.009	-	-	0.00	0.00
Total:			0.18	-0.02	0.18	-0.02

Branch Data									
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss (I <sup>2</sup> * Z)		
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	
1	1	2	0.18	-0.02	-0.18	0.02	0.000	0.00	
2	2	3	0.02	0.00	-0.02	0.00	0.000	0.00	
3	2	4	0.01	0.00	-0.01	0.00	0.000	0.00	
4	2	5	0.01	0.00	-0.01	0.00	0.000	0.00	
5	2	6	0.01	0.00	-0.01	0.00	0.000	0.00	
6	2	7	0.01	0.00	-0.01	0.00	0.000	0.00	
7	2	8	0.01	0.00	-0.01	0.00	0.000	0.00	
8	2	9	0.01	0.00	-0.01	0.00	0.000	0.00	
9	2	10	0.00	0.00	-0.00	0.00	0.000	0.00	
10	2	11	0.00	0.00	-0.00	0.00	0.000	0.00	
11	2	12	0.10	-0.02	-0.10	0.02	0.001	0.00	
12	2	13	0.00	0.00	-0.00	0.00	0.000	0.00	
13	2	14	0.00	0.00	-0.00	0.00	0.000	0.00	
14	2	15	0.00	0.00	-0.00	0.00	0.000	0.00	
Total:							0.001	0.00	

```

%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
1 3 0.0000 000000 0 0 1 1.04 0 11 1 1.1 0.9;
2 1 0.0000 000000 0 0 1 1.06 0 11 1 1.1 0.9;
3 1 0.0220 000000 0 0 1 1.00 0 0.230 1 1.1 0.9;
4 1 0.0071 000000 0 0 1 1.00 0 0.230 1 1.1 0.9;
5 1 0.0085 000000 0 0 1 1.00 0 0.230 1 1.1 0.9;
6 1 0.0071 000000 0 0 1 1.00 0 0.230 1 1.1 0.9;
7 1 0.0085 000000 0 0 1 1.00 0 0.230 1 1.1 0.9;
8 1 0.0085 000000 0 0 1 1.00 0 0.230 1 1.1 0.9;
9 1 0.0085 000000 0 0 1 1.00 0 0.230 1 1.1 0.9;
10 1 0.0038 000000 0 0 1 1.00 0 0.400 1 1.1 0.9;
11 1 0.0031 000000 0 0 1 1.00 0 0.400 1 1.1 0.9;
12 1 0.0491 -0.016 0 0 1 1.00 0 0.400 1 1.1 0.9;
13 1 0.0003 000000 0 0 1 1.00 0 0.400 1 1.1 0.9;
14 1 0.0006 000000 0 0 1 1.00 0 0.400 1 1.1 0.9;
15 1 0.0016 000000 0 0 1 1.00 0 0.400 1 1.1 0.9;
];

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pcl Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen = [
1 5 0 5.00 5.000 1.00 0.100 1 0.600 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status angmin angmax
mpc.branch = [
1 2 0.0008 0.0000 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 3 0.0012 0.0076 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 4 0.0590 0.0076 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 5 0.0300 0.0076 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 6 0.0300 0.0076 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 7 0.0300 0.0076 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 8 0.0300 0.0076 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 9 0.0019 0.0025 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 10 0.0019 0.0025 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 11 0.0019 0.0025 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 12 0.0069 0.0025 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 13 0.0020 0.0025 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 14 0.0019 0.0025 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 15 0.0019 0.0025 000000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
];

```

How many?		How much?	P (MW)	Q (MVar)
Buses	15	Total Gen Capacity	0.6	5.0 to 5.0
Generators	1	On-line Capacity	0.6	5.0 to 5.0
Committed Gens	1	Generation (actual)	0.1	-0.0
Loads	13	Load	0.1	-0.0
Fixed	13	Fixed	0.1	-0.0
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	-0.0	0.0
Branches	14	Losses (I <sup>2</sup> * Z)	0.00	0.00
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	0.0
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.995 p.u. @ bus 4	1.000 p.u. @ bus 1
Voltage Angle	-0.14 deg @ bus 12	0.00 deg @ bus 1
P Losses (I <sup>2</sup> *R)	-	0.00 MW @ line 2-12
Q Losses (I <sup>2</sup> *X)	-	0.00 MVar @ line 2-12

Bus Data						
Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.000	0.000*	0.13	-0.02	-	-
2	0.999	-0.007	-	-	-	-
3	0.999	-0.103	-	-	0.02	0.00
4	0.995	-0.038	-	-	0.01	0.00
5	0.996	-0.044	-	-	0.01	0.00
6	0.997	-0.038	-	-	0.01	0.00
7	0.996	-0.044	-	-	0.01	0.00
8	0.996	-0.044	-	-	0.01	0.00
9	0.999	-0.019	-	-	0.01	0.00
10	0.999	-0.013	-	-	0.00	0.00
11	0.999	-0.012	-	-	0.00	0.00
12	0.996	-0.142	-	-	0.05	-0.02
13	0.999	-0.008	-	-	0.00	0.00
14	0.999	-0.008	-	-	0.00	0.00
15	0.999	-0.010	-	-	0.00	0.00
Total:			0.13	-0.02	0.13	-0.02

Branch Data								
Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss (I <sup>2</sup> * Z)	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	0.13	-0.02	-0.13	0.02	0.000	0.00
2	2	3	0.02	0.00	-0.02	-0.00	0.000	0.00
3	2	4	0.01	0.00	-0.01	-0.00	0.000	0.00
4	2	5	0.01	0.00	-0.01	-0.00	0.000	0.00
5	2	6	0.01	0.00	-0.01	-0.00	0.000	0.00
6	2	7	0.01	0.00	-0.01	-0.00	0.000	0.00
7	2	8	0.01	0.00	-0.01	-0.00	0.000	0.00
8	2	9	0.01	0.00	-0.01	0.00	0.000	0.00
9	2	10	0.00	0.00	-0.00	0.00	0.000	0.00
10	2	11	0.00	0.00	-0.00	0.00	0.000	0.00
11	2	12	0.05	-0.02	-0.05	0.02	0.000	0.00
12	2	13	0.00	0.00	-0.00	-0.00	0.000	0.00
13	2	14	0.00	0.00	-0.00	0.00	0.000	0.00
14	2	15	0.00	0.00	-0.00	0.00	0.000	0.00
Total:							0.000	0.00

Fiktivt system, modeller og resultater ved maksimal lastsituasjon, uten og med lokal lagring:

```

%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 0.100;

%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
1 3 0.000000 0.0000 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
2 1 0.00000 0.0000 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
3 1 0.10000 0.0000 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
4 1 0.15000 0.0000 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
5 1 0.09957 -0.016 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
];

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen = [
1 0.5 0 0.200 -0.100 1.00 0.100 1 0.600 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status angmin angmax
mpc.branch = [
1 2 0.0160 0.000660 00000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 3 0.0118 0.068000 00000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 4 0.0118 0.068000 00000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
4 5 0.0118 0.068000 00000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
];

MATPOWER Version 4.1, 14-Dec-2011 -- AC Power Flow (Newton)
Newton's method power flow converged in 4 iterations.

Converged in 0.01 seconds
=====
| System Summary |
=====
How many?          How much?          P (MW)            Q (MVar)
-----
Buses              5      Total Gen Capacity 0.6              -0.1 to 0.2
Generators         1      On-line Capacity   0.6              -0.1 to 0.2
Committed Gens    1      Generation (actual) 0.4              0.1
Loads             3      Load               0.3              -0.0
  Fixed           3      Fixed              0.3              -0.0
  Dispatchable   0      Dispatchable      -0.0 of -0.0    -0.0
Shunts            0      Shunt (inj)       -0.0              0.0
Branches         4      Losses (I^2 * Z)  0.04             0.07
Transformers     0      Branch Charging (inj) -                0.0
Inter-ties       0      Total Inter-tie Flow 0.0              0.0
Areas            1

Minimum                Maximum
-----
Voltage Magnitude 0.886 p.u. @ bus 5      1.000 p.u. @ bus 1
Voltage Angle    -16.54 deg @ bus 5      0.39 deg @ bus 2
P Losses (I^2*R) -                0.02 MW @ line 1-2
Q Losses (I^2*X) -                0.05 MVar @ line 2-4
=====
| Bus Data |
=====
Bus # Voltage Mag(pu) Ang(deg) Generation P (MW) Q (MVar) Load P (MW) Q (MVar)
-----
1 1.000 0.000* 0.39 0.06 - -
2 0.938 0.392 - - - -
3 0.922 -4.118 - - 0.10 0.00
4 0.890 -11.472 - - 0.15 0.00
5 0.886 -16.538 - - 0.10 -0.02
Total: 0.39 0.06 0.35 -0.02
=====
| Branch Data |
=====
Brnch # From Bus To Bus From Bus Injection P (MW) Q (MVar) To Bus Injection P (MW) Q (MVar) Loss (I^2 * Z) P (MW) Q (MVar)
-----
1 1 2 0.39 0.06 -0.36 -0.05 0.024 0.00
2 2 3 0.10 0.01 -0.10 -0.00 0.001 0.01
3 2 4 0.26 0.05 -0.25 0.01 0.009 0.05
4 4 5 0.10 -0.01 -0.10 0.02 0.002 0.01
Total: 0.037 0.07

```

```

%% MATPOWER Case Format : Version 2
mpc.version = '2';

%%----- Power Flow Data -----%%
%% system MVA base
mpc.baseMVA = 0.100;

%% bus data
% bus_i type Pd Qd Gs Bs area Vm Va baseKV zone Vmax Vmin
mpc.bus = [
1 3 0.000000 0.0000 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
2 1 0.00000 0.0000 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
3 1 0.10000 0.0000 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
4 1 0.15000 0.0000 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
5 1 0.04957 -0.016 0 0 1 1 0 230 1 1.1 0.9;
];

%% generator data
% bus Pg Qg Qmax Qmin Vg mBase status Pmax Pmin Pc1 Pc2 Qc1min Qc1max Qc2min Qc2max ramp_agc ramp_10 ramp_30 ramp_q apf
mpc.gen = [
1 0.5 0 0.200 -0.100 1.00 0.100 1 0.600 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
];

%% branch data
% fbus tbus r x b rateA rateB rateC ratio angle status angmin angmax
mpc.branch = [
1 2 0.0160 0.000660 0.0000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 3 0.0118 0.068000 0.0000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
2 4 0.0118 0.068000 0.0000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
4 5 0.0118 0.068000 0.0000 250 250 250 0 0 1 -360 360;
];

```

MATPOWER Version 4.1, 14-Dec-2011 -- AC Power Flow (Newton)

Newton's method power flow converged in 4 iterations.

Converged in 0.00 seconds

=====  
| System Summary |  
=====

How many?	How much?	P (MW)	Q (MVar)	
Buses	5	Total Gen Capacity	0.6	-0.1 to 0.2
Generators	1	On-line Capacity	0.6	-0.1 to 0.2
Committed Gens	1	Generation (actual)	0.3	0.0
Loads	3	Load	0.3	-0.0
Fixed	3	Fixed	0.3	-0.0
Dispatchable	0	Dispatchable	-0.0 of -0.0	-0.0
Shunts	0	Shunt (inj)	-0.0	0.0
Branches	4	Losses (I <sup>2</sup> * Z)	0.02	0.04
Transformers	0	Branch Charging (inj)	-	0.0
Inter-ties	0	Total Inter-tie Flow	0.0	0.0
Areas	1			

	Minimum	Maximum
Voltage Magnitude	0.921 p.u. @ bus 4	1.000 p.u. @ bus 1
Voltage Angle	-11.33 deg @ bus 5	0.13 deg @ bus 2
P Losses (I <sup>2</sup> *R)	-	0.02 MW @ line 1-2
Q Losses (I <sup>2</sup> *X)	-	0.03 MVar @ line 2-4

=====  
| Bus Data |  
=====

Bus #	Voltage		Generation		Load	
	Mag(pu)	Ang(deg)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1.000	0.000*	0.32	0.03	-	-
2	0.948	0.131	-	-	-	-
3	0.933	-4.280	-	-	0.10	0.00
4	0.921	-8.938	-	-	0.15	0.00
5	0.925	-11.333	-	-	0.05	-0.02
Total:			0.32	0.03	0.30	-0.02

=====  
| Branch Data |  
=====

Brnch #	From Bus	To Bus	From Bus Injection		To Bus Injection		Loss (I <sup>2</sup> * Z)	
			P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)	P (MW)	Q (MVar)
1	1	2	0.32	0.03	-0.31	-0.03	0.017	0.00
2	2	3	0.10	0.01	-0.10	0.00	0.001	0.01
3	2	4	0.21	0.02	-0.20	0.01	0.006	0.03
4	4	5	0.05	-0.01	-0.05	0.02	0.000	0.00
Total:							0.024	0.04



## Vedlegg C: Lastflytanalyse ved Newton-Raphson metoden

Formler og forklaring for å løse lastflytanalyser ved hjelp av Newton-Raphson metoden [50]:

### 6.10 NEWTON-RAPHSON POWER FLOW SOLUTION

Because of its quadratic convergence, Newton's method is mathematically superior to the Gauss-Seidel method and is less prone to divergence with ill-conditioned problems. For large power systems, the Newton-Raphson method is found to be more efficient and practical. The number of iterations required to obtain a solution is independent of the system size, but more functional evaluations are required at each iteration. Since in the power flow problem real power and voltage magnitude are specified for the voltage-controlled buses, the power flow equation is formulated in polar form. For the typical bus of the power system shown in Figure 6.7, the current entering bus  $i$  is given by (6.24). This equation can be rewritten in terms of the bus admittance matrix as

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (6.48)$$

In the above equation,  $j$  includes bus  $i$ . Expressing this equation in polar form, we have

$$I_i = \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (6.49)$$

The complex power at bus  $i$  is

$$P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (6.50)$$

Substituting from (6.49) for  $I_i$  in (6.50),

$$P_i - jQ_i = |V_i| \angle -\delta_i \sum_{j=1}^n |Y_{ij}| |V_j| \angle \theta_{ij} + \delta_j \quad (6.51)$$

Separating the real and imaginary parts,

$$P_i = \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (6.52)$$

$$Q_i = - \sum_{j=1}^n |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (6.53)$$

Equations (6.52) and (6.53) constitute a set of nonlinear algebraic equations in terms of the independent variables, voltage magnitude in per unit, and phase angle in radians. We have two equations for each load bus, given by (6.52) and (6.53), and one equation for each voltage-controlled bus, given by (6.52). Expanding (6.52) and (6.53) in Taylor's series about the initial estimate and neglecting all higher order terms results in the following set of linear equations.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{(k)} \\ \hline \Delta Q_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta Q_n^{(k)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial \delta_n} & \left| \frac{\partial P_2}{\partial |V_2|} \right| & \dots & \frac{\partial P_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} & \left| \frac{\partial P_n}{\partial |V_2|} \right| & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial |V_n|} \\ \hline \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial \delta_n} & \left| \frac{\partial Q_2}{\partial |V_2|} \right| & \dots & \frac{\partial Q_2}{\partial |V_n|} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_2} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial \delta_n} & \left| \frac{\partial Q_n}{\partial |V_2|} \right| & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial |V_n|} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta_2^{(k)} \\ \vdots \\ \Delta \delta_n^{(k)} \\ \hline \Delta |V_2^{(k)}| \\ \vdots \\ \Delta |V_n^{(k)}| \end{bmatrix}$$

In the above equation, bus 1 is assumed to be the slack bus. The Jacobian matrix gives the linearized relationship between small changes in voltage angle  $\Delta \delta_i^{(k)}$  and voltage magnitude  $\Delta |V_i^{(k)}|$  with the small changes in real and reactive power  $\Delta P_i^{(k)}$  and  $\Delta Q_i^{(k)}$ . Elements of the Jacobian matrix are the partial derivatives of (6.52) and (6.53), evaluated at  $\Delta \delta_i^{(k)}$  and  $\Delta |V_i^{(k)}|$ . In short form, it can be written as

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta |V| \end{bmatrix} \quad (6.54)$$

For voltage-controlled buses, the voltage magnitudes are known. Therefore, if  $m$  buses of the system are voltage-controlled,  $m$  equations involving  $\Delta Q$  and  $\Delta V$

and the corresponding columns of the Jacobian matrix are eliminated. Accordingly, there are  $n - 1$  real power constraints and  $n - 1 - m$  reactive power constraints, and the Jacobian matrix is of order  $(2n - 2 - m) \times (2n - 2 - m)$ .  $\mathbf{J}_1$  is of the order  $(n - 1) \times (n - 1)$ ,  $\mathbf{J}_2$  is of the order  $(n - 1) \times (n - 1 - m)$ ,  $\mathbf{J}_3$  is of the order  $(n - 1 - m) \times (n - 1)$ , and  $\mathbf{J}_4$  is of the order  $(n - 1 - m) \times (n - 1 - m)$ .

The diagonal and the off-diagonal elements of  $\mathbf{J}_1$  are

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (6.55)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (6.56)$$

The diagonal and the off-diagonal elements of  $\mathbf{J}_2$  are

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_i|} = 2|V_i| |Y_{ii}| \cos \theta_{ii} + \sum_{j \neq i} |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (6.57)$$

$$\frac{\partial P_i}{\partial |V_j|} = |V_i| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (6.58)$$

The diagonal and the off-diagonal elements of  $\mathbf{J}_3$  are

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_i} = \sum_{j \neq i} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (6.59)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} = -|V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (6.60)$$

The diagonal and the off-diagonal elements of  $\mathbf{J}_4$  are

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_i|} = -2|V_i| |Y_{ii}| \sin \theta_{ii} - \sum_{j \neq i} |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad (6.61)$$

$$\frac{\partial Q_i}{\partial |V_j|} = -|V_i| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} - \delta_i + \delta_j) \quad j \neq i \quad (6.62)$$

The terms  $\Delta P_i^{(k)}$  and  $\Delta Q_i^{(k)}$  are the difference between the scheduled and calculated values, known as the *power residuals*, given by

$$\Delta P_i^{(k)} = P_i^{sch} - P_i^{(k)} \quad (6.63)$$

$$\Delta Q_i^{(k)} = Q_i^{sch} - Q_i^{(k)} \quad (6.64)$$

The new estimates for bus voltages are

$$\delta_i^{(k+1)} = \delta_i^{(k)} + \Delta\delta_i^{(k)} \quad (6.65)$$

$$|V_i^{(k+1)}| = |V_i^{(k)}| + \Delta|V_i^{(k)}| \quad (6.66)$$



The procedure for power flow solution by the Newton-Raphson method is as follows:

1. For load buses, where  $P_i^{sch}$  and  $Q_i^{sch}$  are specified, voltage magnitudes and phase angles are set equal to the slack bus values, or 1.0 and 0.0, i.e.,  $|V_i^{(0)}| = 1.0$  and  $\delta_i^{(0)} = 0.0$ . For voltage-regulated buses, where  $|V_i|$  and  $P_i^{sch}$  are specified, phase angles are set equal to the slack bus angle, or 0, i.e.,  $\delta_i^{(0)} = 0$ .
2. For load buses,  $P_i^{(k)}$  and  $Q_i^{(k)}$  are calculated from (6.52) and (6.53) and  $\Delta P_i^{(k)}$  and  $\Delta Q_i^{(k)}$  are calculated from (6.63) and (6.64).
3. For voltage-controlled buses,  $P_i^{(k)}$  and  $\Delta P_i^{(k)}$  are calculated from (6.52) and (6.63), respectively.
4. The elements of the Jacobian matrix ( $J_1$ ,  $J_2$ ,  $J_3$ , and  $J_4$ ) are calculated from (6.55) – (6.62).
5. The linear simultaneous equation (6.54) is solved directly by optimally ordered triangular factorization and Gaussian elimination.
6. The new voltage magnitudes and phase angles are computed from (6.65) and (6.66).
7. The process is continued until the residuals  $\Delta P_i^{(k)}$  and  $\Delta Q_i^{(k)}$  are less than the specified accuracy, i.e.,


$$\begin{aligned} |\Delta P_i^{(k)}| &\leq \epsilon \\ |\Delta Q_i^{(k)}| &\leq \epsilon \end{aligned} \quad (6.67)$$

## Vedlegg D: Nettstasjonen ved Vannkraftbygget og fordelingen

Dataark for de to trafoene ved vannkraftbygget:

 <b>DATAKORT FOR TRAFØER VED NTNU.</b>										Side: 2.		
NS.nr./navn:		1210 - VAK Vannkrafta				Plassert som:		Trafo. 2				
kVA:	500	Hz:	50		Omsetning:		11,43 + - 2x2,5 % / 0,23 / 6,6 + - 2x2,5 % / 0,23					
Fabr.m.:	ASEA Per Kure A / S				Omsetning, Volt:		11430	6600	230			
Kunde:	NTNU				Normalstr.Amp:		25,3	43,7	1255			
Type:	FK 1440.2135				Po:	1359	St.:	A-B-C	A-B-C			
					Pk.			volt	volt			
Fabr.nr.:	70283	År.:	1975		75gr.C.:	5592	1					
					Ez %	4,52	2					
Total vekt:	2030	kg.	Total bredde:	910	m.m.	Er %	1,12	3				
Olje vekt:	590	kg.	Total lgd.:	1450	m.m.	Kobling		4				
Olje merke:	Valøy	Total høyde:		1940	m.m.	og gruppe:		Dyn11- Yyn0	5			
Omkobler:		Utv.	Innv.		Transp.hjul	Med:	Uten:	6				
								7				
Normer:					IP grad:		Drift:					
Satt i drift:					Kjøling:							
 <b>DATAKORT FOR TRAFØER VED NTNU.</b>										Side: 1.		
NS.nr./navn:		1210 - VAK Vannkrafta				Plassert som:		Trafo. 1				
kVA:	1250	Hz:	50		Omsetning:		11000 + 2 - 4x2,5 % / 415 V					
Fabr.m.:	MØRE TRAFØ.				Omsetning, Volt:		11000		415			
Kunde:	NTNU				Normalstr.Amp:		65,6		1739			
Type:	OTK 8570 H				Po:	1088	St.:	A-B-C	A-B-C			
					Pk.			volt	volt			
Fabr.nr.:	0202366	År.:	2002		75gr.C.:	5821	1	11550				
					Ez %	5,34	2	11275				
Total vekt:	3343	kg.	Total bredde:		m.m.	Er %		3	11000			
Olje vekt:	665	kg.	Total lgd.:		m.m.	Kobling		4	10725			
Olje merke:		Total høyde:			m.m.	og gruppe:		Dyn 11	5			
Omkobler:		Utv.	Innv.		Transp.hjul	Med:	Uten:	6	10175			
						x		7	9900			
Normer:					IEC 76 ( IEC60076 )	IP grad:	L 175 AC 28	Drift:	KONT			
Satt i drift:					03.12.02	Kjøling:	ONAN	TEMP - stigning :	65 / 60			

Hovedfordeling fra de to trafoene ved vannkraftbygget:

<b>Kode</b>				<b>Dato</b> 23.01.12	
	Bygg	Vannkrafta		Byggnr	324
	Adresse	Alfred Getz vei 1		Etasje	Kjeller
	Fordeling	Hovedfordeling =432.A01		Rom	03
<b>Kortslutningsberegninger</b>			Ik Maks	Ik Min:	V
					230V
			Fra NS:1210 Trafo 2		
			Stiger		
KURS	BESKRIVELSE	SIKRING	TVERRSNITT	KABELNR.	MERKNAD
Q001	HOVEDBRYTER	1250			
-Q01	Likeretter nr 3	400	3x150Al		Kjeller
-Q02	Fordeling F-42-VE02	125	3x50Al		5.etg.
-Q03	Fordeling F15	Sentrifugalpumpe	160	3x95Al	1.etg.
-Q04	Fordeling HF10	Skiboli	125	3x95Al	Skiboli
-Q05	Fordeling F-13, F13A		160	3x70	1.etg / kjeller
-Q06	Fordeling F-11, F-21, F-31		160	3x95Al	1. 2. 3.etg.
-Q07	Fordeling F10		160	3x95Al	Verksted 1.etg
-Q08	Reserve	160			
-Q20	Grupesikring	32			
-Q21	Siemens undersentral for SD-anlegg	16			
-Q22	Stikk for grunnvannspumpe i pumperom	16	2x2,5		Kjeller
-Q23	Strømforsyning til måler BA Q05 (Ladestasjon)	10	2x1,5		Ford. BA

<b>Kode</b>				<b>Dato</b> 22.01.14	
Bygg	Vannkraftlab		Byggnr	324	
Adresse	Alfred Getz vei		Etasje	Kjeller	
Fordeling	BA	TN-C-S 400V	Rom	03	
<b>Kortslutningsberegninger</b>			Ik1/U	kA/	V
					400V
			Trafo 1210 T1		
			Stiger		
KURS	BESKRIVELSE	SIKRING	TVERRSNITT	KABELNR.	MERKNAD
Q001	Hovedbryter	2000			
Q01	Fordeling	BAB	DC-Master/gen	800	2x3x240Al
Q02					
Q03	Frekvensomformer	Generator	630	2x3x240Al	Pumperom kjeller
Q04	Ventilstyreskap		63	4x16	Pumperom kjeller
Q05	Hurtiglader EL-bil	Plassering øst for vannkrafta	250	2x4x50Al	35m. Bryter justert til 200A
Q06					
Q07	Frekvensomformer	Generator	630	2x3x240Al	Pumperom kjeller
Q08					
Q09	Småturbinrigg		125	3x50Al	kjeller
Q10	Pelton pumpe		400		
Q11	Fordeling	BAA	315	4x240Al	1.etg

## Vedlegg E: Impedans-verdier brukt i analysesystemer

Verdier for 230 V og 400 V kabler [51]:

Dim. [mm <sup>2</sup> ]	R [ohm/km]	X [ohm/km]	Reduction factor	I <sub>max</sub> [A]	P <sub>max</sub> [A]	Price [NOK/m]
50	0,641	0,079	1,00	112	77,6	33
95	0,320	0,076	1,00	164	113,6	51
150	0,206	0,072	1,00	210	145,5	77
240	0,125	0,072	1,00	272	188,4	114
2x240	(0,063)	(0,072)	0,85	462	320,4	228
3x240	(0,042)	(0,072)	0,75	612	424,0	342
4x240	(0,031)	(0,072)	0,70	762	527,7	456
5x240	(0,025)	(0,072)	0,65	884	612,5	570

Data for luftledninger [51]:

Type	R [Ω/km]	X [Ω/km]	I <sub>max</sub> [A]	Price [NOK/m]
EX 25	1,2	0,081	95	76
EX 50	0,641	0,077	140	96
EX 95	0,32	0,074	220	121
EX 2x95	0,16	0,037	440	175
22 kV FeAl 25				208