

Aleksandar Jovanovic
Gaute Bjørdal
Henrik Tøkle
Stine Sandsund Larsen

Plassering av batteri i et 22kV distribusjonsnett for reduksjon av effekttap ved bruk av lastflyt og sensitiviteter

Bacheloroppgave i Elkraft og Bærekraftig Energ
Veileder: Sjur Føyen
Mai 2024

Aleksandar Jovanovic
Gaute Bjørdal
Henrik Tokle
Stine Sandsund Larsen

Plassering av batteri i et 22kV distribusjonsnett for reduksjon av effekttap ved bruk av lastflyt og sensitiviteter

Bacheloroppgave i Elkraft og Bærekraftig Energi
Veileder: Sjur Føyen
Mai 2024

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for informasjonsteknologi og elektroteknikk
Institutt for elektrisk energi



Kunnskap for en bedre verden



Kunnskap for en bedre verden

INSTITUTT FOR ELEKTRISK ENERGI

IELET2910 - BACHELOROPPGAVE ELKRAFTTEKNIKK

**Plassering av batteri i et 22kV
distribusjonsnett for reduksjon av
effekttap ved bruk av lastflyt og
sensitiviteter**

Gruppe E2430:

Aleksandar Jovanovic

Gaute Bjørdal

Henrik Tokle

Stine Sandsund Larsen

21.05.24

Sammendrag

Det norske kraftnettet står overfor en kapasitetsutfordring grunnet samfunnets stadig økende elektrisitetsbehov. Sammen med innføringen av flere fornybare energikilder er det også utfordrende for nettselskapene å opprettholde en god spenningsprofil på grunn av variasjonene i forsyning og etterspørsel. Flere nettselskap ønsker å møte disse utfordringene gjennom kortsiktige investeringer fremfor å gjøre endringer i den eksisterende infrastrukturen. Det investeres derfor i større grad i batterier siden de kan korrigere for driftsproblemer og utfordringer med spenningskvalitet.

Et spørsmål som da dukker opp er hvordan disse batteriene skal plasseres. Her kan både økonomi, mulighet for å bruke batterier som backup-tilførsel og flere andre måter å utnytte batteriet være faktorer. I denne rapporten blir det undersøkt hvordan to batterier som skal redusere effekttopper kan plasseres optimalt i et 22 kV distribusjonsnett for i tillegg å redusere aktivt effekttap så mye som mulig.

Det er utført simuleringer ved bruk av PyDSAL, et objekt orientert Python-bibliotek, på et referansenett utviklet av CINELDI. Referansenettet er representativt for et norsk radielt høyspent distribusjonsnett driftet på 22 kV. PyDSAL benytter en videreutviklet Forward-Backward Sweep metode for analyse av distribusjonsnett, der det også beregnes ulike sensitiviteter underveis som kan brukes til å optimalisere spenningsprofil og redusere tap. Sensitivitet for aktive effekttap er benyttet til plassering av batteriene, der nodene med høyest sensitivitet anses som de lokasjonene med størst potensiale til å redusere tap. Batterier med ulike ytelser plasseres i form av tilført aktiv og reaktiv effekt, og det er sett på hvordan dette påvirker de totale tapene i nettet.

Andre plasseringer av batteriene er også undersøkt for å bekrefte om metoden gir et gunstig resultat. Er batteriene enkeltstående uten tilknyttet produksjon av energi må de lades opp gjennom distribusjonsnettet, som realistisk sett vil skje når det er lavt forbruk ved kundene, typisk om natten. Derfor undersøkes også tapene når batteriene lades opp ved en lavere belastning i nettet.

Metoden har fungert bra med rask analyse av simuleringene ved hjelp av PyDSAL og enkel fremgangsmåte for å endre på distribusjonsnettet. Dette gjør at metoden også egner seg til mer komplekse analyser og optimalisering enn det som er gjort i denne rapporten. Simuleringene har vist at sensitivitet kan være et godt utgangspunkt for plassering av batterier for å redusere effekttap. Opplading av batteriene gjennom distribusjonsnettet viste seg å forårsake betydelige tap i forhold til tapene som ble redusert, så totalt redusert effekt var generelt liten. Undersøkelsene fant også at differansen mellom reduksjon av tap og tap som følge av lading var temmelig like for flere av nodekombinasjonene, så lenge de ikke er lokalisert veldig nærme tilførselnoden. Dette tyder på at metoden er mest effektiv ved plassering av batterier som lades opp separat fra nettet, gjerne fornybart. Det har også blitt sett på plassering av batteri med hensyn til økonomiske kostnadsrammer og relevante bærekraftsmål.

Abstract

The Norwegian power grid faces a capacity challenge due to society's ever-increasing demand for electricity. Together with the introduction of several renewable energy sources, it is also challenging for the network companies to maintain a good voltage profile due to the variations in supply and demand. More electricity distribution companies want to meet these challenges through short-term investments rather than making changes to the existing infrastructure. Therefore, the battery investments are increasing since they can correct operational problems and challenges with voltage quality.

Furthermore, it is important to consider how these batteries should be placed. The economic considerations, the potential for using batteries as backup power, and ways to utilize the batteries are all potential factors. In this report, it is investigated how two batteries with the purpose of reducing power peaks can be optimally placed to additionally reduce active power loss as much as possible.

The simulations have been carried out using PyDSAL, an object-oriented Python library, on a reference distribution network developed by CINELEI. The reference network is representative for a Norwegian radial high voltage distribution network operated at 22 kV. PyDSAL uses a further developed Forward-Backward Sweep method for analysis of distribution networks, where various sensitivities are calculated during the sweeps. These sensitivities can be used to optimize the voltage profile and reduce losses. The sensitivities with regard to active power losses are used for the allocation of the batteries, where the nodes with the highest sensitivities are considered the locations with the greatest potential for reducing the losses. Batteries with different performances are placed in the form of supplied active and reactive power, and it is studied how this affects the total losses in the grid.

Other locations of the batteries have also been examined to confirm whether the method gives a favorable result. Standalone batteries without associated energy production, must be recharged through the distribution grid, which will realistically happen when there is low customer consumption, typically at night. Therefore, the losses when the batteries are charged at a lower load are also investigated.

The method has worked well with rapid analysis of the simulations using PyDSAL and a simple procedure for changing the distribution network. This implies that the method is also suitable for more complex analyzes and optimization than what is done in this report. The simulations carried out has shown that the sensitivities can be good starting points for the placement of batteries in order to reduce power loss. Charging the batteries through the distribution network proved to cause significant losses in relation to the losses being reduced, so the overall reduced power was small. The investigations also found that the difference between loss reduction and loss as a result of charging, was fairly similar for several of the node combinations, as long as they are not located close to the main feeder. This suggests that the method is most effective when the placed batteries are recharged separately from the grid, preferably through renewable sources. Battery placement has also been considered with the regard to financial cost frameworks and relevant sustainability goals.

Forord

Denne bacheloroppgaven er skrevet som en del av studiet Elektroingeniør, studieretning Elkraft og Bærekraftig Energi, under Institutt for Elektrisk Energi, ved NTNU vår 2024. Bacheloroppgaven leveres som siste prosjektet i emnet *Bacheloroppgave elkraftteknikk (IELET2910)* og teller 20 studiepoeng.

Denne bacheloroppgaven gikk ut på å undersøke optimal plassering av batterier i et distribusjonsnett, og hvordan batteriene kan påvirke tapene. Arbeidet har vært en utfordrende og lærerik opplevelse, som har lært oss hvordan et distribusjonsnett kan forbedres for fremtidige utfordringer, uten store endringer i nettet. I tillegg har oppgaven gitt oss en erfaring hvordan koding kan simulere et distribusjonsnett og gjøre utallige undersøkelser i den for eventuelle forbedringer.

Under arbeidet har vi hatt glede å samarbeide med veilederne våre vi vil benytte anledningen å takke. Vi vil først takke vår faglige veileder Sjur Føyen ved universitetet som har ledet og motivert oss gjennom oppgaven. Vi vil også takke Martin Varnvatn Sanderøy som har vært vår kontaktperson hos oppdragsgiver Linea AS.

21.05.24

Aleksandar Jovanovic
Gaute Bjørdal
Henrik Tokle
Stine Sandsund Larsen

Definisjoner

MV	Medium voltage
NR	Newton-Raphson metoden
GS	Gauss-Seidel metoden
FBS	Forward-Backward-Sweep metoden
BFS	Backward-Forward-Sweep metoden
LIB	Litiumionbatteri
LAB	Blybatteri
NaS	Natriumsvovelbatteri
USD	Amerikanske dollar
PyDSAL	Python Distribution System Analysis Library
VLA	Vented-Lead acid
VRLA	Valve-Regulated Lead-acid
DOD	Depth of Discharge
VED	Volumetric Energy Density
GED	Gravimetric Energy Density
RTE	Round-trip efficiency
PCS	Power Conversion System
BOP	Balance of Plant
CINELDI	Centre for Intelligent Electricity Distribution
KVL	Kirchhoffs spenningslov
KCL	Kirchhoffs strømlov
PQ	Påtrykt aktiv effekt og reaktiv effekt
PV	Påtrykt aktiv effekt og reaktiv effekt
Bus/Node	Her er de blitt brukt om hverandre

Innholdsfortegnelse

Sammendrag	i
Abstract	ii
Forord	iii
Definisjoner	iv
Figurer	vii
Tabeller	viii
1 Introduksjon	1
1.1 Kraftnettet og nettselskap	1
1.2 Dagens situasjon	1
1.3 Ulike typer batteri	2
1.4 Peak Shaper	2
1.5 Formål	3
1.6 Avgrensninger	3
1.7 CINELDI	3
1.7.1 CINELDI MV	4
1.8 Rapportens oppbygning	5
2 Teori	6
2.1 Batteriteknologi	6
2.2 Overføringstap	6
2.3 Lastforflytning (Load shifting)	7
2.4 Peak shaving	7
2.5 Kompensering	8
2.6 Lastflytanalyse	8
2.6.1 Forward-Backward Sweep metoder	9
2.7 PyDSAL	10
3 Metode	15
3.1 Simulering	15
3.2 Scenarier	18
4 Resultater	19

4.1	Første scenario	19
4.2	Andre scenario	20
4.3	Tredje scenario	21
4.4	Fjerde scenario	21
4.5	Totalt reduserte tap (Netto)	22
5	Diskusjon	23
5.1	Første scenario	23
5.2	Andre scenario	24
5.3	Tredje scenario	24
5.4	Fjerde scenario	25
5.5	Metode	25
5.6	Andre faktorer	25
5.7	Kostnadsrammer	26
5.8	Antagelser og svakheter	27
6	Konklusjon og videre arbeid	28
6.1	Konklusjon	28
6.2	Videre Arbeid	28
	Referanser	29
	Vedlegg	32
A	Kode	32
B	Batterieffekt	33
C	Egenskaper	35

Figurer

1	Nettstruktur CINELDI MV [19, s. 4]	4
2	Load shifting [22]	7
3	Peak shaving [22]	8
4	π -ekvivalentmodell [30].	11
5	Flytskjema for fremover gjennomgangen i FBS [30].	12
6	Flytskjema for bakover gjennomgangen i FBS [30]	13
7	Tabell generert med ”dispLossSens”	16
8	Norges effektforbruk 22-29 april 2024 [33]	33
9	Effektforbruk for NO1 01.05.2024 [34]	33
10	Belastningskurve for et stort område på vinterstid [35]	34
11	Massetetthet for batteri [36]	35

Tabeller

1	Hovedspesifikasjoner CINELDI MV [19, s. 5]	4
2	Est. kost. for 2018/2025 [20, kap. 4 s. 4]	6
3	Klassifisering av noder	9
4	Noder med størst sensitivitet	19
5	Scenario 1 - Tilførsel aktiv effekt	19
6	Scenario 1 - Tilførsel reaktiv effekt	20
7	Scenario 1 - Tilførsel aktiv og reaktiv effekt	20
8	Scenario 2 - Tilfeldig plassering av batterier	20
9	Scenario 3 - Opplading av batteriene fra scenario en	21
10	Scenario 4 - Opplading av batteriene fra scenario to	21
11	Totalt reduserte tap ved opplading ved 30% redusert aktiv belastning	22
12	Totalt reduserte tap ved opplading ved 50% redusert aktiv belastning	22
13	Batterilivsforløp	35
14	Sammenligning av batteritypene: Bly, litium, og natriumsvovel	36

1 Introduksjon

1.1 Kraftnettet og nettselskap

Kraftnettets oppgave er å transportere strømmen fra produsent til forbruker. Det norske kraftnettet er bygget opp av transmisjonsnett, regionalnett og distribusjonsnett. Transmisjonsnettet knytter ulike deler av landet sammen og er hovedveiene i kraftnettet. Det inkluderer også kabler til utlandet som sikrer muligheter for import og eksport av kraft. Spenningsnivået er hovedsaklig 300 kV og 420 kV, men også 132 kV kan forekomme enkelte steder. Regionalnettet er bindeleddet mellom transmisjonsnettet og distribusjonsnettet, og nominelle spenninger for det er 66 kV og 132 kV. Distribusjonsnettet er siste ledd som forsyner sluttbrukerne. Det inkluderer både høyspent og lavspent nett med spenninger fra og med 22 kV og ned til 230 V. [1]

Norge er delt inn i geografiske områder der en netteier har områdekonsesjon og dermed enerett og plikt til å bygge og drive elektriske fordelingsnett til og med 22 kV. I følge *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.* (energiloven) skal den som gis områdekonsesjon "levere elektrisk energi til alle kunder innenfor det geografiske området konsesjonen gjelder for" [2]. Områdekonsesjonærene har gjennom energiloven tilknytnings-, leverings- og investeringsplikt. Netteieren kan få dispensasjon fra disse gjennom Reguleringsmyndigheten for energi, RME, dersom særlige grunner tilsier det. Ved en ny tilknytning eller ønske om økt kapasitet i eksisterende tilknytning, har netteier også plikt til å kreve inn et anleggsbidrag fra kunden. Tilknytnings- og investeringsplikten faller bort dersom kunden ikke vil betale bidraget. [3]

Nettselskap må også forholde seg til *Forskrift om leveringskvalitet*. Leveringskvalitet omfatter blant annet leveringspålitelighet, spenningskvalitet og ulike ikke-tekniske elementer. Forskriftens hensikt er å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftnettet. Konsekvenser ved for dårlig kvalitet kan være feilfunksjon, forkortet levetid på utstyr, havari og økonomiske tap. Angående spenningskvalitet sier forskriften: "Nettselskap skal sørge for at langsomme variasjoner i spennings effektivverdi, er innenfor et intervall på $\pm 10\%$ av nominell spenning, målt som gjennomsnitt over ett minutt, i tilknytningspunkt i lavspenningsnettet" [4]. Leveringspålitelighet handler om krav til gjenoppretting av forsyning ved kortvarige og langvarige avbrudd [5]. Det er også bøtlegging av kraftselskapene når kunder ikke får levert strøm i form av KILE-ordningen, kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi. Formålet med den er å oppmode nettselskapene til å operere nettet med tanke på samfunnsøkonomisk optimal leveringskvalitet [6].

1.2 Dagens situasjon

Samfunnets stadig økende energibehov fører til utfordringer for dagens kraftnett. Økningen i innføringen av flere fornybare energikilder og retningslinjer som oppfordrer til bruken av disse gjør at det skjer en endring i hvordan kraftnettet opereres. Tradisjonelt er nettet bygget for sentral produksjon, overføring og passiv distribusjon, mens distribusjonen nå blir mer aktiv. Gjennom økt distribuert forsyning fra ulike energikilder skapes en variasjon i forsyning og etterspørsel som gjør det utfordrende for nettselskapene å opprettholde en god spenningsprofil. Disse utfordringene har skapt en oppblomstring i bruken av energilagringsteknologier som gjør det mulig å ta energi fra nettet ved lavt forbruk eller gode forhold for fornybar energiproduksjon, og tilføre energien ved høyt forbruk eller lav produksjon. [7]

Flere nettselskap ønsker å møte utfordringene i kraftnettet gjennom kortsiktige investeringer fremfor å gjøre endringer i den eksisterende infrastrukturen. Siden kostnadene rundt energilagringsteknologiene har sunket de siste årene inkluderer disse investeringene batterier i større grad. Batterier kan blant annet brukes til å korrigere for driftsproblemer og utfordringer med spenningskvalitet [7]. I Norge pågår det nå flere ulike prosjekter og installasjoner av batterier i nettet. Dette kan gi forbrukere en mer stabil og pålitelig strømforsyning og hjelpe nettselskapene med å kontrollere energiflyten. I dag har ikke nettselskapene lov til å tjene penger på kjøp og salg av kraft, og har derfor ikke uten videre lov til å eie batterier til blant annet flaskehalshåndtering. Dette kan kjøpes som en tjeneste, eller det kan søkes om tillatelse for egen drift dersom tjenesten ikke er tilgjengelig via en batterioperatør og det er nødvendig for å sikre leveringskvaliteten. [8]

1.3 Ulike typer batteri

Det er spesielt ytelse, levetid og ikke minst pris som er de viktigste kriteriene for valg av batteri. Mange forskjellige typer batteri finnes. LAB, LIB og NaS er eksempler på batteri som er aktuelle for oppladingsapplikasjoner og har litt forskjellige egenskaper.

I Tabell 13 kan man se forventet levetid bak i Vedlegg C. Dette ved en felles RTE på omkring 75% for sammenligningsgrunnlag. Tilsynelatende er det NaS som skiller seg ut med sine 15 år levetid. NaS er derimot ikke spesielt vedlikeholdsfri i drift, med en driftstemperatur på omkring 350°C (Tabell 14). Det kreves tiltak både med tanke på å få unna varmen og ikke minst sikkerhet. Ved så høye temperaturer kan det fort bli brannforløp.

Fra Tabell 2 er det synlig at selve batteripakkene er mer kostbar for NaS. Med hensyn til både pris og sikkerhet kunne LAB være et bra alternativ. En problematikk med LAB er at det trengs fysisk mer materiale for å få samme effekter som en mindre NaS og LIB (Figur 11). Det at LAB også bare varer i knappe 3 år er ikke gunstig. I et større perspektiv er LAB nesten 100% resirkulerbart og er på den måten veldig gunstig med tanke på sirkulær økonomi.

LIB er et slags kompromiss med lavere priser enn NaS, og tar opp mye mindre plass enn LAB. Selv med en lavere levetid enn NaS gir LIB mening uten de ekstra tiltakene med tanke på varmeutvikling.

Med tanke på teknologisk utvikling og modenhet er LIB allerede godt etablert. Det er også forventet at prisene for LIB skal synke i årene fremover [9]. NaS derimot har et stort potensiale og vil sannsynligvis begynne å ta igjen etterslepet. Markedet er påvirket av pris og etterspørsel, og det er forventet at det blir stadig større bruk av både mer veletablerte og mindre brukte typer av batteri.

NaS er dyrere, men det er viktig å huske på at markedet er konstant i endring. Det er en kontinuerlig utvikling og forbedring av teknologi. Mange mener at NaS egentlig bør bli billigere enn LIB i årene fremover [10]. Argumentet for dette er at det finnes fysisk mye mer av materialet som blir brukt for å produsere NaS [11].

1.4 Peak Shaper

Peak Shaper er en del av Eidsiva og tilbyr en leietjeneste av storskala batterisystemer. Det er utviklet skreddersydde løsninger for blant annet nettselskap der selskapene ikke trenger noen kunnskaper om batterier og en fast leie dekker batterikapasitet, serviceavtaler, drift og vedlikehold av batterisystemet. Tjenesten gjør at batteriene kan benyttes uten begrensningene som nettselskapene må forholde seg til. Løsningene som tilbys er for eksempel å løse spenningsproblemer, effektutfordringer, termisk overbelastning eller behov for å utsette investering i nett som fremdeles har levetid igjen [12].

Det pågår et pilotprosjekt med nettselskapet Tensio der en 1 MW batteriinstallasjon er plassert i nærheten av Jule industriområde i det 22 kV radielle distribusjonsnettet i Lierne [13]. I prosjektet blir effekten av batteriet på spenningsreguleringen i nettet undersøkt og det er gjort flere tester for bl.a. spenningsstøtte, tapsreduksjon og verifisering av nettmodellen i NETBAS. Noen av nøkkelfunnene som til nå er gjort er at batteriet er et kraftig verktøy for nettforsterkning og tapsreduksjon [14]. Testen for tapsreduksjon med kontinuerlig tilførsel av reaktiv effekt over 14 timer viste at tapene i nettet ble redusert med 22,7% i forhold til tapene uten tilførselen [15].

1.5 Formål

Temaet for denne rapporten er reduksjon av tap i distribusjonsnett (22kV). Med inspirasjon fra dagens situasjon og prosjektet i Lierne er det sett på plassering av to batterier i et norsk 22 kV radielt distribusjonsnett. Nettet som benyttes er et referansenett utviklet av CINELDI og plasseringen gjøres gjennom simuleringer ved hjelp av et Python-kodebibliotek. Plasseringen bestemmes ved hjelp av lastflytanalyse og sensitivitetsberegninger. Formålet med dette er å finne ut om plasseringen av batteriene kan bidra til å redusere de totale aktive effekttapene i nettet.

Både bakgrunnen for behovet for batterier i nettet og økonomi påvirker hvor mange batterier det vil investeres i. To batterier er valgt her fordi sensitivitetene vil forandre seg etter tilførselen fra det første, og en kan på denne måten utnytte sensitivitetene bedre enn ved ett. Det gjøres en antakelse om at batteriene settes inn i nettet for å skulle kutte effekttoppene, enten gjennom lastforflytning eller peak shaving. Dette har påvirket størrelsen som er benyttet for batteriene, men er ikke gått nærmere inn på i rapporten i forbindelse med plassering.

FNs bærekraftsmål nr. 7 er "Ren energi til alle" og handler om å sikre pålitelig, bærekraftig, og moderne energi til en overkommelig pris for alle. Norge har så godt som oppnådd alle delmål i mål nr. 7, men det påpekes av FN-sambandet at vi må øke energieffektiviteten og bli flinkere til å spare på strømmen [16]. Bruk av batterier i nettet kan bidra til å utsette utvidelser av nettet og bruken av mer fornybar energi gjennom peak shaving. Ved plassering av batteriene slik at de bidrar til å redusere overføringstap, vil strømmen gjennom linjene bli lavere, og dette gir en mindre påkjenning på infrastrukturen. Dette kan være med på å utnytte den eksisterende infrastrukturens levetid.

1.6 Avgrensninger

For å gjøre denne undersøkelsen gjennomførbar i gjeldende tidsrom er det gjort noen avgrensninger. Den første er utelatelse av tidsserier og at det er et tidspunkt som studeres. Å prosessere slike mengder med data vil være et omfattende programmeringsarbeid. Den andre er at kutting av effekttoppene er bakgrunnen for at batteriene plasseres i nettet, og ikke en del av undersøkelsen. Det ses generelt på, men blir ikke undersøkt i dybden. Det tredje og siste er at prisene for montasje av batterisystemet ikke blir tatt hensyn til, selv om noen kostnadsrammer er gjort av batterier. Kan dermed ikke vurdere om resultatet av undersøkelsen var bra nok til å installere to batterier fremfor et større.

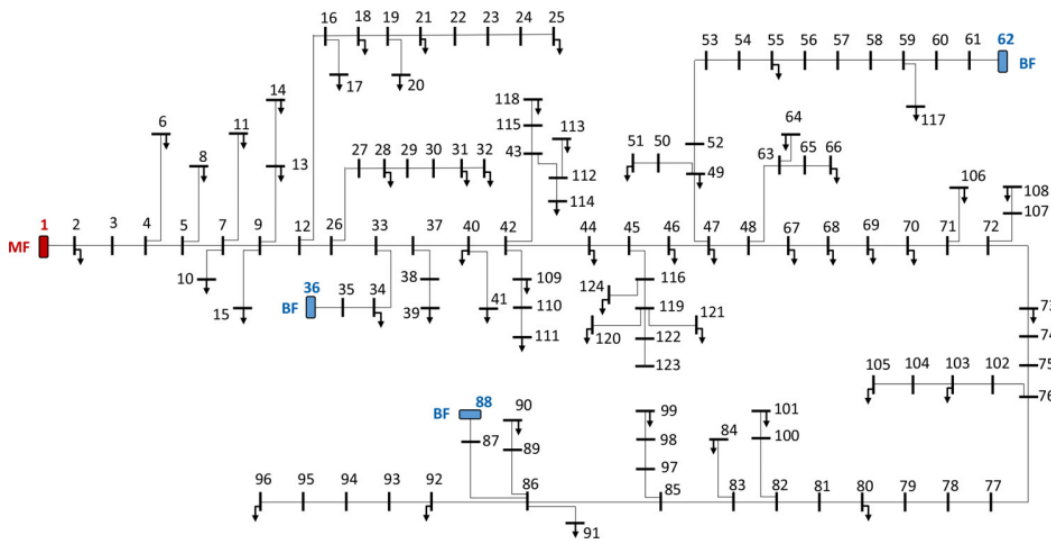
1.7 CINELDI

CINELDI, Centre for Intelligent Electricity Distribution, er et av de norske forskningssentrene for miljøvennlig energi (FME). Det finansieres primært av Norges Forskningsråd, samt prosjektets partnere. CINELDI utvikler fremtidens kraftnett og ønsker gjennom innovasjon å redusere total kostnadene innen distribusjon. De fokuserer også på å øke kunnskap, styrke utdanning og internasjonalt samarbeid innen deres forskningsfelt, som inkluderer elkraft, kybernetikk, informasjonsteknologi, kommunikasjonsteknologi og samfunnskunnskap. CINELDI mener at vi ikke kan nå bærekraftsmålene dersom distribusjonssystemet ikke blir mer intelligent. [17]

Som del av sitt innovasjonsarbeid har CINELDI utviklet et referansedatasett som tilsvarer et representativt testsystem for et norsk radielt høyspent distribusjonsnett driftet på 22 kV. Dette refereres til som CINELDI MV referansesystem. Bakgrunnen for utviklingen av dette er at internasjonale testnett ofte ikke kan brukes for å studere dagens problemstillinger. IEEE testsystemer er blitt mye brukt for å studere kraftsystemer, men disse er ikke oppdatert til å inkludere variable energikilder, som sol- og vindenergi, eller nye teknologier. Enkelte av disse testsystemene er blitt modifiserte, men det er ikke basert på virkelige kraftsystemer. Dette gjør at dataene brukt for de nye delene ikke er direkte kompatible med de eksisterende dataene, som gjør at studier på testnettet kan gi gale svar. [18]

1.7.1 CINELDI MV

CINELDI MV referansesystemet er et tredelt datasett. Settet er basert på data fra et reelt distribusjonsnett gjort tilgjengelig av en norsk nettsystemoperatør [19]. Den originale dataen består av informasjon om topologi, komponentene som inngår, overføringslinjer/-kabler, matningspunkt og lastmålinger fra 2018. For å beskytte sensitiv informasjon har CINELDI behandlet og forenklet dataen for å gjøre den anonym, men den gir fortsatt en realistisk modell for et norsk distribusjonsnett. Blant annet har nodene fått ny nummerering, der er ingen spesifikk informasjon om komponentene, bare relevante verdier og noe endret topologi [19]. Distribusjonsnettet presentert av dataen i CINELDI MV er radially oppbygget med 124 noder, 54 av dem med last fra før, 123 overføringslinjer, flere utgreninger, en hovedtilførsel på node en, reservetilførsler på node 36, 62 og 88, og er en blanding av kabel i jord og luftlinje. Nettet er visualisert i Figur 1 og hovedspesifikasjonene for referansenettet er vist i Tabell 1.



Figur 1: Nettstruktur CINELDI MV [19, s. 4]

Parameter	Verdi
Antall noder	124
Base spenning, V_b	22 kV
Tilsynelatende base effekt, S_b	10 MVA
Belastede noder	54
Total aktiv last effekttopp, $P_{lasttopp}$	6.407 MW
Total reaktiv last effekttopp, $Q_{lasttopp}$	2.106 MVar
Effektfaktor last	0.95 (lagging)

Tabell 1: Hovedspesifikasjoner CINELDI MV [19, s. 5]

Settet er på et CSV-format og er delt inn i tre deler, der den første, "Grid data", er det grunnleggende referansenettet, med data for lasttopper for nodene, distribusjonslinjene, effektflyt, linjetyper og teknisk og økonomisk data for nye linjer, kabler og fordelingstransformatorer [19]. Transformatorene er med for det økonomiske aspektet og er ikke inkludert i referansenettet eller tekniske beregninger [19]. Den andre delen, "Load data", er en utvidet versjon av nettet med potensielle fremtidige utvidelser for last og fleksible ressurser, 104 serier med gjennomsnittlige lastmålinger for hver time over et år og ulike langsiktige scenarier for utviklingen av last og etterspørsel [19]. Den tredje og siste delen, "Reliability data", inneholder data om brytere, hvor ofte feil inntreffer, og hvor lenge linjene er utkoblet, som gjør det mulig å gjennomføre pålitelighetsanalyser. I denne rapporten vil bare den første delen tas i bruk, for å gjennomføre simuleringer og analyser av den

grunnleggende nettmodellen og hvordan lastflyt og aktivt effekttap endres med kompensasjon i de mest sensitive nodene.

1.8 Rapportens oppbygning

Denne rapporten er inndelt i seks kapitler, introduksjon, teori, metode, resultater, diskusjon, og konklusjon og videre arbeid. Under er vist en oppsummering av innholdet for hvert av kapitlene:

Kapittel 1 - Introduksjon Beskrivelse av det norske kraftnettet og dagens situasjon, formålet med arbeidet som er gjort, avgrensninger og CINELDI og referansenettet som er benyttet.

Kapittel 2 - Teori Viser teori som er relevant for å forstå rapporten. Dette inkluderer ulike bruksområder for et batteri i kraftnettet og lastflytanalyse. Det blir spesielt sett på Forward-Backward Sweep metoden og Python-kodebiblioteket, PyDSAL, blir beskrevet.

Kapittel 3 - Metode Presenterer simuleringen, koden og benyttet fremgangsmåte for plassering av to batterier i CINELDI MV referansesystemet. Det gies en beskrivelse av fire scenarier som er utgangspunktet for simuleringene som er gjort.

1. Tester med tilført aktiv effekt, reaktiv effekt og begge typer samtidig på de mest sensitive nodene.
2. Tilført 250 kW aktiv effekt på noder uten størst sensitivitet.
3. Opplading av 250 kW batteri på de mest sensitive nodene.
4. Opplading av 250 kW batteri på samme noder som scenario to.

Kapittel 4 - Resultater Viser resultatene fra simuleringene av de ulike scenariene i form av tabeller. Det gies korte forklaringer til fremstillingen av resultatene.

Kapittel 5 - Diskusjon Sammenligner og diskuterer rundt resultatene fra de ulike scenariene i simuleringene og metoden som er brukt. De viktigste resultatene er at større sensitiviteter reduserer mer tap, men forårsaker også mer tap ved oppladingen.

Kapittel 6 - Konklusjon og videre arbeid Oppsummerer diskusjonen rundt resultatene og metoden. Hovedelementene er at de største sensitivitetene ikke nødvendigvis gir best effektgevinst som følge av oppladingen, men at der er andre typer gevinster i tillegg. På slutten reflekterest det over potensielt videre arbeid, som utvidelser av nettet, tidsserier og spenningsoptimering.

2 Teori

2.1 Batteriteknologi

Det er mange typer batteri, det har gjennom tidene hovedsaklig blitt brukt LAB for ladbare applikasjoner, men for nettstasjoner er det i dag mye bruk av LIB og NaS. I Tabell 2 står det en liste med priser som er relevant i beregning av kostnader for å bygge ut nettbatteri.

Å bare ha batteripakker i seg selv er ikke nok. Man må blant annet ha løsninger for spenningsregulering samt å kunne konvertere mellom AC ute i nettet og DC i selve batteriet. For å gjøre dette trenger man såkalt BOP (Balance of Power) og PCS (Power Conversion System). Dette gir også en merkostnad. Fra Tabell 2 kan man se at det er forventet at prisene for batteripakker skal synke, og at prisforskjellene mellom PCS og BOP vil jevne seg ut.

Parameter	Sodium-Sulfur Battery		Li-Ion Battery		Lead Acid	
	2018	2025	2018	2025	2018	2025
Capital Cost - Energy Capacity (\$/KWh)	400-1000 661	300-675 465	223-323 271	156-203 189	120-291 260	102-247 220
Power Conversion System (PCS) (\$/KW)	230-470 350	184-329 211	230-470 288	184-329 211	230-470 350	184-329 211
Balance of Plant (BOP) (\$/KW)	80-120 100	75-115 95	80-120 100	75-115 95	80-120 100	75-115 95

Tabell 2: Est. kost. for 2018/2025 [20, kap. 4 s. 4]

Tabell 2 viser et tilpasset utklipp med en estimert pris for 2018 og 2025. For mer detaljert tabell vises det til kilde. Det er viktig å huske på at dette er i USD.

2.2 Overføringstap

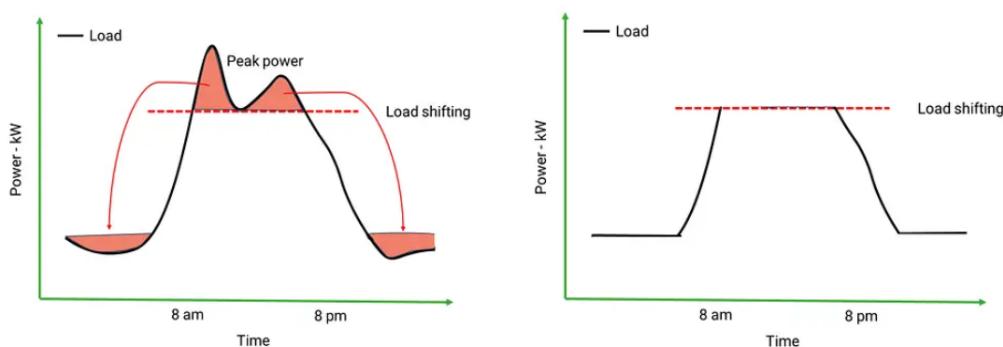
Det er flere årsaker til at det er tap i kraftnettet, men det eneste tapet det blir sett på i denne rapporten er det som er forårsaket som en funksjon av belastningen. Overføringstapet oppstår når energien skal sendes til forbrukeren gjennom overføringslinjene eller -kablene. Kablene har et elektroteknisk fenomen i form av resistans som er en motstand for strømmen og vil forårsake effekttap [21, s. 32]. Sammenhengen mellom strøm (I), resistans (R) og tap (ΔP) vises i Ligning 1 [21, s. 37]. Den gir at større strøm vil eksponentielt øke de resistive tapene, altså er det veldig avgjørende å holde strømmen lav. Dette kan gjøres ved høyere spenning, men det vil i denne rapporten fokuseres på å redusere belastningen ved plassering av batteriene.

$$\Delta P = I^2 \cdot R \tag{1}$$

2.3 Lastforflytning (Load shifting)

Lastforflytning er et konsept som går ut på å flytte tidspunktet til forbruk. Hensikten med dette er å fordele belastningen i nettet utover døgnet, for å unngå overbelastning ved enkelte tidspunkt [22]. Typisk vil det iløpet av et døgn være to topper for effektforbruk, en på morgenen og den andre mot kvelden. Dermed er det ved disse toppene distribusjonsnettet potensielt blir overbelastet. Det totale forbruket iløpet av et døgn vil altså være det samme, men maksforbruket blir lavere ved bruk av lastforflytning. Overbelastning kan føre til skader og vil redusere levetiden på isolasjonen til linjene/kablene og komponenter i nettet. Spesielt oljen i transformatorer tåler dårlig å bli for varm. Å bytte ut komponenter før den forventede brukstiden eller ved havari som følge av at komponentene svikter, fører til nedetid og ekstra utgifter for nettselskapet. Derfor er det så viktig for nettoperatorene å forhindre regelmessige overbelastninger.

Det er flere måter å forskyve forbruket til andre tider på døgnet, men den som gir nettoperatoren mest kontroll er bruk av batterisystemer. Batteriene vil tilføre energi til nettet ved toppene i belastningen og lades opp når forbruket er lavt [22]. Lavt forbruk betyr at strømprisene er lave og overføringenstapene er minimale. Dette er typisk om natten, da Norge importerer strøm fra andre nærliggende land med kraftproduksjon som ikke er like lett å regulere som vannkraft, og overproduserer om natten [23]. Denne strømmen er derimot ikke like miljøvennlig som vannkraft, men å produsere en lav andel av kapasiteten til et vannkraftverk om natten gir særdeles lav effektfaktor, og er dårlig utnytting av vannet.

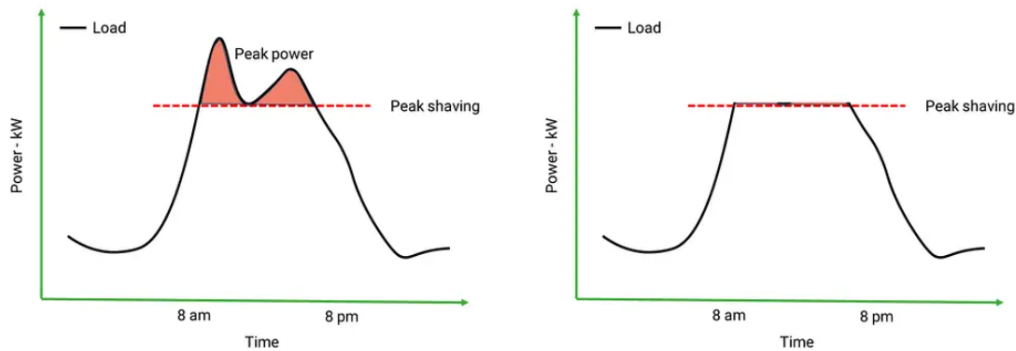


Figur 2: Load shifting [22]

2.4 Peak shaving

Peak shaving er en annen strategi som sikter å jevne ut belastningen på et nett over tid. På mange måter ligner peak shaving og lastforflytning der begge har som mål å balansere belastningen i et system, spesielt ved høye forbrukstopper. Brukes det batterier i begge metodene vil den store forskjellen mellom de være hvordan batteriet lades opp. Som nevnt vil batteriet ved lastforflytning lades opp gjennom nettet, men ved peak shaving vil derimot batteriet lades opp av en ekstern energikilde separat fra distribusjonsnettet, for eksempel ved hjelp av generator eller fornybare energikilder som solcellepanel, vindkraft og flere [22]. Ved bruk av fornybare energikilder er det viktig å se på effektiviteten og brukstiden. Kildene er avhengige av ulike faktorer og er sesongbaserte. Derfor er det viktig å forsikre at metoden kan produsere energi for opplading i de periodene forbruket er størst, typisk om vinteren.

For å skille på når det er best å bruke peak shaving eller lastforflytning er det flere faktorer som spiller inn. For eksempel kan det være en fordel å benytte peak shaving om lasten er lite fleksibel og har små variasjoner i effektforbruket. Et eksempel på dette er kontinuerlig aktiv industri og næring som ikke medfører perioder med lave belastninger. En annen situasjon der peak shaving kan være det beste valget er når det er mange fornybare energikilder tilgjengelige. Disse kan lade opp batteriene effektivt og billig. [22]



Figur 3: Peak shaving [22]

2.5 Kompensering

I et samkjøringssystem må produksjonen og forbruket av både aktiv og reaktiv effekt være i balanse. Reaktiv effekt vil alltid flyte mellom komponentene i et vekselstrømsystem. Induktive laster, som for eksempel motorer, krever denne effekten mens generatorene i en kraftstasjon vanligvis går med induktiv fasevinkel og det vil dermed leveres induktiv reaktiv effekt. Linjer og kabler "produserer" også induktiv reaktiv effekt. Hvis produksjonen av reaktiv effekt er lavere enn forbruket, vil spenningen i systemet synke. I motsetning, er det for mye reaktiv effekt, vil spenningen øke. Siden overføring av reaktiv effekt medfører stort spenningsfall i forhold til overføring av aktiv effekt, er det ønskelig med kompensering av reaktiv effekt nærmest mulig forbruksstedet. [21, s. 59-60]

Mange av lastene i nettet trekker induktiv reaktiv effekt, dette er for eksempel motorer, lysanlegg, kraftelektronikkstyrte anlegg, osv. Fasekompensering kan da utføres ved å legge til kapasitiv reaktiv effekt, for eksempel med kondensatorbatterier. Det tilsvarende kan gjøres for kapasitive laster i nettet ved å koble inn spoler. En induktiv last gir en reaktiv strømkomponent som ligger 90 grader faseforskjøvet etter den resistive (ohmske) strømmen, og motsatt gir kapasitiv last en strømkomponent som ligger 90 grader foran den ohmske strømmen. Ved å legge til en passende last, induktiv eller kapasitiv, vil dette motvirke faseforskyvningen slik at strømmen blir minst mulig, og dette vil dermed redusere overføringstap. [21][24]

2.6 Lastflytanalyse

En lastflytanalyse sier noe om hvordan effekten flyter mellom ulike noder i et overføringssystem og hvilken spenning som oppstår på de forskjellige nodene. Den ser på systemet i normal stasjonær drift. Lastflytanalyser kan brukes til å beskrive tilstanden til et system og er viktig for å kunne ta avgjørelser og gjøre valg mellom ulike løsninger når det kommer til planlegging. Ved drift er slike analyser viktige for avgjørelser rundt sikkerhet og optimalisering. [21, s. 75][25, s. 127]

Målet for lastflytanalysen er å finne kompleks spenning for alle noder i et system. Disse kalles tilstandsvariabler og kan brukes til å få et helhetlig bilde av systemet. For å finne disse verdiene trengs det spesielle ligninger. Først settes det opp en buss admittans matrise Y , deretter ser man på sammenhengen $[I_{bus}] = [Y_{bus}][V_{bus}]$. Videre ser man på uttrykket for kompleks effekt $S_i = P_i + jQ_i = V_i \cdot I_i^*$ og setter inn fra den første sammenhengen. Til slutt vil man komme frem til to lastflytligninger for node i . Hver node i systemet har to slike ligninger. [25, s. 129-131]

$$P_i = \sum_{k=1}^n |V_i||V_k|(G_{ik}\cos\delta_{ik} + B_{ik}\sin\delta_{ik}) \quad (2)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^n |V_i||V_k|(G_{ik}\sin\delta_{ik} - B_{ik}\cos\delta_{ik}) \quad (3)$$

I praksis er det ofte nodeeffekter heller en strømmer man har kjennskap til. Dette er noe av bakgrunnen for utarbeidelsen av ligningene over da beskrivelsen ved hjelp av effekter gjør at en ikke kan se på systemet lineært. I tillegg til lastflytligningene er det fire variabler som er interessante ved hver node. Dette er tilført aktiv og reaktiv effekt, spenningens størrelse og spenningens vinkel. Det er nødvendig å ha kjennskap til minst to av disse verdiene for å kunne løse ligningssystemet lastflytanalysen tar for seg med to ligninger per node. Utfra hvilke verdier man kan spesifisere for de ulike nodene, kan disse klassifiseres som vist i Tabell 3. Det er bare én slack-node og denne kan være hvilken som helst generatorknode i systemet. Den brukes som referanse for spenningsvinkler og spenningen settes ofte til 1 p.u. $\angle 0^\circ$. Siden tapene i systemet ikke er kjent før etter lastflytanalysen trengs en node der aktiv effekt ikke er kjent og det vil derfor være slik slack-noden ”tar opp” tapene i systemet. [25, s. 133]

Nodetype	Kjent	Ukjent
Slack/Sving node (referanse)	$ V_i , \theta_i$	P_i, Q_i
Generatorknode (PV)	$P_i, V_i $	Q_i, θ_i
Lastnode (PQ)	P_i, Q_i	$ V_i , \theta_i$

Tabell 3: Klassifisering av noder

Når lastflytanalysen har kalkulert tilstandsvariablene for alle noder i systemet brukes disse til å beregne effektflyt og tap i systemet. Informasjonen kan også brukes til å blant annet se på hvordan høy last påvirker spenningsfall ved noder, hvordan tilkobling av flere linjer vil påvirke det eksisterende systemet og hvordan tilkobling av ny forsyning vil påvirke systemet. [25, s. 129]

For komplekse maskesystemer må numeriske beregningsmetoder benyttes for å utføre lastflytanalyser. Resultatet vil etter hvert grense mot en sluttverdi og vi sier at simuleringen konvergerer mot denne verdien. De vanligste metodene er Gauss-Seidels (GS) metode og flere varianter av Newton-Raphsons (NR) metode. [21, s. 75]. Distribusjonsnett faller ofte inn under kategorien ”dårlig tilstand” ved bruk av disse metodene på grunn av flere faktorer. Det kan være at de er radielle, har høy R/X ratio, er flerfaset og ikke balansert driftet, den distribuerte lasten er ikke balansert eller at de har distribuert forsyning [26]. Spesielt forholdet mellom resistansen, R, og reaktansen, X, fremheves. Ved spenningsnivå på opptil 22 kV vil dette forholdstallet være større enn det er for høye spenningsnivåer (140 kV og opp) [25, s. 59]. De store tverrsnittene i transmisjonsnett har lav resistans og reaktansen vil være den primære faktoren til effekttap. Distribusjonsnett har mindre tverrsnitt som introduserer mer resistans og reaktansen blir mindre dominerende.

2.6.1 Forward-Backward Sweep metoder

Med bakgrunn i utfordringene ved distribusjonsnett som nevnt ovenfor finnes det andre metoder for lastflytanalyse for dette nettet. Backward/Forward Sweep metoder (BFS/FBS) er noen av de mest brukte. GS-metoden og ulike NR-metoder som tradisjonelt brukes i transmisjonsnettet vil ikke fungere effektivt på grunn av den store R til X ratioen, og vil få problemer med konvergeringen og lang kalkulasjonstid. FBS er derimot godt egnet for radielle distribusjonsnett og gjør kalkuleringene effektivt. [27]

BFS er en iterativ metode. Den starter med at linje- og lastdata leses av og deretter settes alle nodespenninger til en flat spenning på 1,0 p.u. Det gjennomføres to kalkulasjonssteg per iterasjon. Først gjøres en bakover gjennomgang fra den ytterste noden og bakover til noden tilknyttet tilførselen (slack-noden). Ved dette steget kan man se på tre ulike varianter av BFS der hver av dem beregner ulike elektriske verdier for hver gren. Det beregnes akkumulert strøm, effekt eller admittans bakover gjennom grenene. Under dette kalkulasjonssteget holdes spenningen på nodene fast, og effektflyten og -tapene i nettet beregnes ut fra spenningen og lasten (etter å ha

beregnet for en av disse kvantitetene). Det neste steget i metoden er en fremover gjennomgang fra slack-noden og ut til endepunktene. Her beregnes spenning og vinkel for hver node basert på spenningsfallet mellom dem og verdiene fra bakover gjennomgangen. Disse spenningene brukes til å oppdatere verdiene for bakover gjennomgangen for å kunne fortsette til neste iterasjon. Det mest vanlige sluttkriteriet for BFS er når differansen mellom spenningsstørrelsen mellom to iterasjoner er tilfredsstillende liten. Når dette kriteriet er nådd vil prosessen stoppe. Da vil effektflyten i grenene og spenningsverdiene på nodene være funnet, og de aktive og reaktive effekttapene kan regnes ut. [26][27]

Forward/Backward Sweep metoder (FBS) kan klassifiseres i to grupper, Kirchhoff formulerte og andregradslikningsbaserte. Kirchhoff formulerte metoder benytter Kirchhoffs spenningslov, KVL, og Kirchhoffs strømlov, KCL, for å beregne nodespenninger i fremover og bakover gjennomgangene. Andregradslikningsbaserte metoder relaterer spenningen på mottakersiden med effekten i grenen og spenningen på sendersiden. Flere av disse metodene er utviklet ved bruk av likningene under. I analysen gjort i [28] fant de at antall iterasjoner for de andregradsbaserte metodene var lavere enn for algoritmene basert på KVL og KCL. Disse ble også mindre påvirket av systemparametre som ulike R/X ratioer i nettet. Ved økt spenningsavhengighet for lastene fikk derimot disse metodene konvergensproblemer. Konvergenshastigheten til de KVL- og KCL baserte metodene ble mindre påvirket. [28]

$$V_r^4 + 2V_r^2(P_r R + Q_r X) - V_s^2 V_r^2 + (P_r^2 + Q_r^2)Z^2 = 0 \quad (4)$$

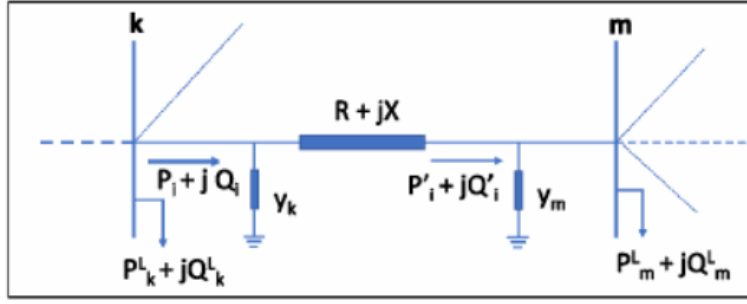
$$V_r = \sqrt{V_s^2 - 2(P_s R + Q_s X) + \frac{(P_s^2 + Q_s^2)Z^2}{V_s^2}} \quad (5)$$

Metodene brukt for transmisjonsnett utnytter ofte bruk av matrisemultiplikasjon. For distribusjonsnett som ofte inneholder et stort antall noder vil slike metoder være lite effektive når det kommer til kalkulasjonstid. Også BFS-metoder har sine begrensninger når det kommer til dagens distribusjonsnett. Med hyppige utvidelser av nettet, både med tanke på behov for økt kapasitet og tilknytning av nye kunder, får man endringer i topologien. Også det dynamiske aspektet for distribusjonsnett, der blant annet deler av nettet kobles fra ved feil og andre deler kobles inn, påvirker topologien. BFS-metodene er ofte avhengige av spesifikk nodenummerering for å fungere og ved endringer i topologien blir det behov for renummerering av nodene. [27] Også økningen i integrasjonen av distribuert forsyning er utfordrende. Disse blir ofte modellert som PQ, PV eller PQ(V) noder og FBS metoder må ofte modifiseres for å håndtere PV noder på en god måte [29]. En del slike modifikasjoner baserer seg på bruk av forenklete sensitivitetmatriser. [30]

2.7 PyDSAL

PyDSAL, Python Distribution System Analysis Library, er et objektorientert Python bibliotek utviklet av Olav Bjarte Fosso, professor ved Institutt for Elkraftteknikk NTNU og vitenskapelig koordinator i CINELDI [31]. Dette biblioteket er offentlig med formålet å være en byggekloss for videreutvikling eller et verktøy i mer avanserte studier [30]. Det består av funksjoner som kan analysere et distribusjonsnett, der en FBS metode modifisert med bruk av forenklete sensitivitetmatriser benyttes for lastflytanalyse. FBS metoden er også utvidet i form av bedre muligheter for implementering av spenningsregulering. Flere sensitiviteter beregnes underveis i iterasjonene som kan brukes til å optimalisere spenningsprofilen og minimere tapene med ideelt bidrag av tilført effekt [30].

Biblioteket inneholder funksjoner som kan lese filer på CSV-format og oppretter lister med de ulike komponentene og dataene fra filen. Dette gjør at biblioteket kan benyttes for analyser av alle radielle nett så lenge de er representert i dette formatet. Det at koden er objektorientert gjør den fleksibel og nye lister og komponentegenskaper kan enkelt legges til [30]. Listen for nodene starter på den første noden og legger til de andre nedover i nettet, der hvert objekt vil være en liste. Dersom en node har flere avgreninger vil hver gren sees som en sub-liste. Dette gjør at nodene ikke vil gjennomgå i lineær rekkefølge under iterasjonene [30].



Figur 4: π -ekvivalentmodell [30].

Systemet representeres med π -ekvivalenter, som er en forenkling der de ikke-lineære elementene i nettet blir erstattet med lineære elementer når det skal gjøres beregninger [32]. En π -ekvivalentmodell er vist i Figur 4. Linjeimpedansen blir plassert midt på linjen mellom de to nodene og driftskapasitansen, som kommer i spill ved lengre linjer, deles i to til hver ende av linjen. Lasten som flyter gjennom linjen vil som følge av disse elementene reduseres på grunn av tap og spenningen mellom nodene vil bli lavere. Flere av ligningene og notasjonen som funksjonene i PyDSAL baserer lastflytanalysen på er følgende ligninger:

$$P_i^{Loss} = R_i \cdot \frac{P_i'^2 + Q_i'^2}{V_m^2} \quad (6)$$

Ligning 6 : P_i^{Loss} på linjen mellom node k og node m [30].

$$Q_i^{Loss} = X_i \cdot \frac{P_i'^2 + Q_i'^2}{V_m^2} \quad (7)$$

Ligning 7 : Q_i^{Loss} på linjen mellom node k og node m [30].

$$P_i = P_i' + P_i^{Loss} \quad (8)$$

Ligning 8 : Aktiv effekt inn på linjen fra node k [30].

$$Q_i = Q_i' + Q_i^{Loss} - V_k^2 \cdot y_k \quad (9)$$

Ligning 9 : Reaktiv effekt inn på linjen fra node k [30].

$$V_m = V_k - I_i \cdot (R_i + jX_i) = \left(V_k - \frac{P_i \cdot R_i + Q_i'' \cdot X_i}{V_k} \right) + j \cdot \left(\frac{Q_i'' \cdot R_i - P_i \cdot X_i}{V_k} \right) \quad (10)$$

Ligning 10 : Forholdet mellom spenningen på node k og node m [30].

$$Q_i'' = Q_i + V_k^2 \cdot y_k \quad (11)$$

Ligning 11 : For distribusjonsnett er kapasitansen betydelig og må inkluderes i den reaktive effekten [30].

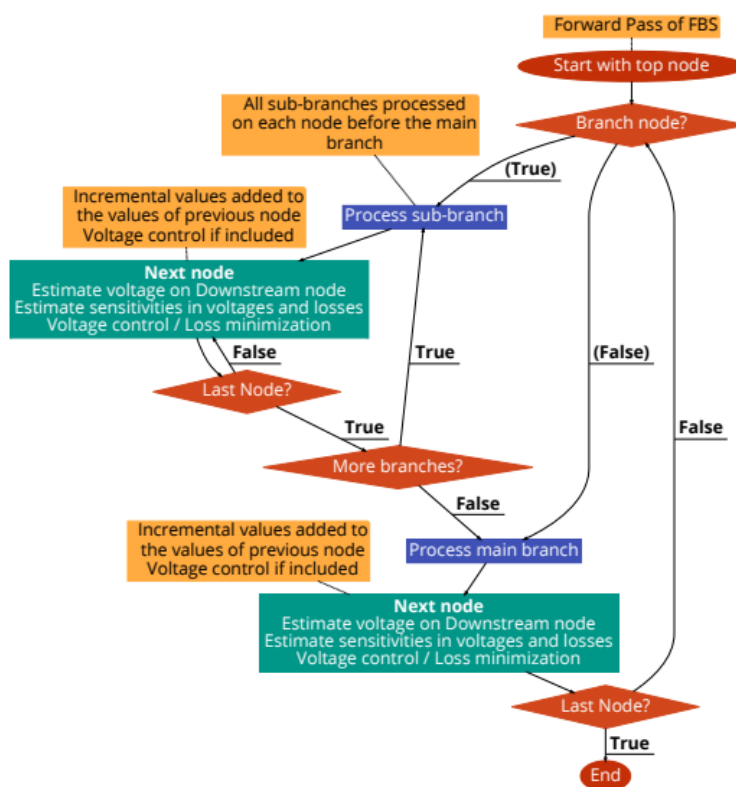
$$V_m = \sqrt{V_k^2 - 2 \cdot (P_i \cdot R_i + Q_i'' \cdot X_i) + \frac{(P_i^2 + Q_i''^2) \cdot (R_i^2 + X_i^2)}{V_k^2}} \quad (12)$$

Ligning 12 : Formel for å uttrykke størrelsen på V_m ut ifra størrelsen på V_k [30].

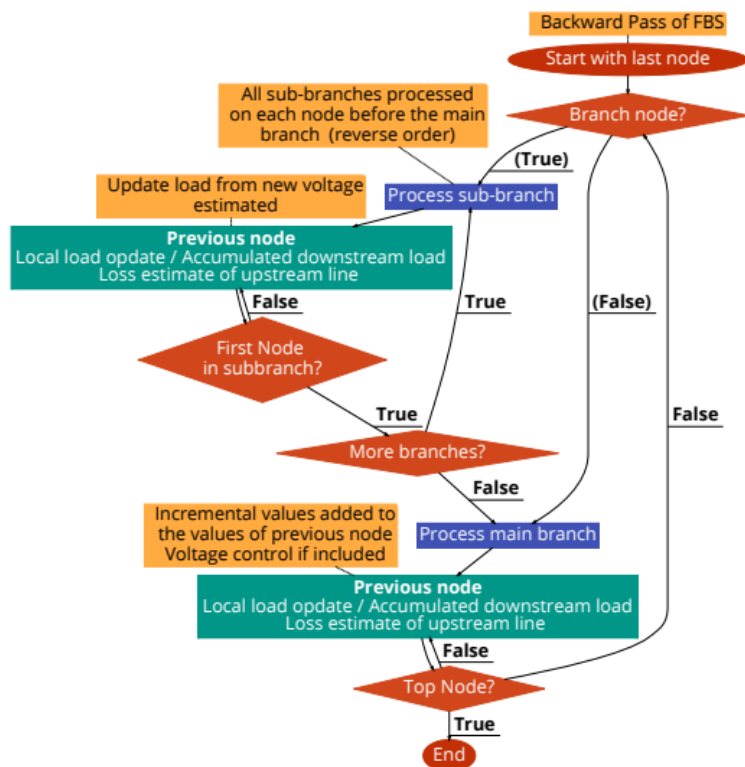
$$\delta_m = \delta_k + \arctan\left(\frac{Im(V_m)}{Re(V_m)}\right) \quad (13)$$

Ligning 13 : Formelen for å finne spenningsvinkelen til V_m basert på spenningsvinkelen til V_k [30].

Flytskjemaene vist i Figur 5 og Figur 6 viser stegene i fremover og bakover gjennomgangene i metoden brukt for lastflytanalysen. Spenningene oppdateres i fremover gjennomgangen mens lastene og tapene estimeres på bakgrunn av de spenningsene i bakover gjennomgangen. Algoritmen er beskrevet i deltalj i flytskjemaene.



Figur 5: Flytskjema for fremover gjennomgangen i FBS [30].



Figur 6: Flytskjema for bakover gjennomgangen i FBS [30]

Sensitivitetene som beregnes under lastflytanalysen tar utgangspunkt i ligningene som kommer under. Disse er et mål på hvordan spenningen og tapene vil forandre seg ved en endring i tilført aktiv og reaktiv effekt. Spenningssensitiviteten vil akkumulere nedstrøms i nettet som gjør at det er mest naturlig å estimere den underveis i fremover gjennomgangen, siden den starter på node en. Bakover gjennomgangen vil endre på lastflyten og dermed spenningene i neste iterasjon, så sensitivitetene regnes på nytt hver gjennomgang frem til og med siste iterasjon. Sensitiviteten for aktive- og reaktive effekttap blir også kalkulert i fremover gjennomgangen. [30]

Her er formlene for spenningssensitivitet og sensitivitet for aktive og reaktive effekttap:

$$\frac{\partial V_m}{\partial P_i} = \frac{\frac{1}{2} \cdot (-2R_i + 2P_i \cdot (\frac{R_i^2 + X_i^2}{V_k^2}))}{\sqrt{V_k^2 - 2 \cdot (P_i \cdot R_i + Q_i'' \cdot X_i) + (P_i^2 + Q_i''^2) \cdot (\frac{R_i^2 + X_i^2}{V_k^2})}} \quad (14)$$

Ligning 14 : Spenningssensitivitet [30].

$$\frac{\partial V_m}{\partial Q_i''} = \frac{\frac{1}{2} \cdot (-2X_i + 2Q_i'' \cdot (\frac{R_i^2 + X_i^2}{V_k^2}))}{\sqrt{V_k^2 - 2 \cdot (P_i \cdot R_i + Q_i'' \cdot X_i) + (P_i^2 + Q_i''^2) \cdot (\frac{R_i^2 + X_i^2}{V_k^2})}} \quad (15)$$

Ligning 15 : Spenningssensitivitet [30].

$$\begin{aligned}
\frac{\partial P_i^{Loss}}{\partial P_i} &= \frac{2R_i P_i}{V_k^2} + \frac{2R_i Q_i''}{V_k^2} \cdot \frac{\partial Q_i''}{\partial P_i} \\
&= \frac{2R_i P_i}{V_k^2} + \frac{2R_i Q_i''}{V_k^2} \cdot \frac{2X_i P_i}{V_k^2} \\
&= \frac{2R_i P_i}{V_k^2} \cdot \left(1 + \frac{2X_i Q_i''}{V_k^2}\right)
\end{aligned} \tag{16}$$

Ligning 16 : Tapsfaktor aktiv effekttap [30].

$$\begin{aligned}
\frac{\partial P_i^{Loss}}{\partial Q_i''} &= \frac{2R_i Q_i''}{V_k^2} + \frac{2R_i P_i}{V_k^2} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial Q_i''} \\
&= \frac{2R_i Q_i''}{V_k^2} + \frac{2R_i P_i}{V_k^2} \cdot \frac{2R_i Q_i''}{V_k^2} \\
&= \frac{2R_i Q_i''}{V_k^2} \cdot \left(1 + \frac{2R_i P_i}{V_k^2}\right)
\end{aligned} \tag{17}$$

Ligning 17 : Tapsfaktor aktivt effekttap [30].

$$\begin{aligned}
\frac{\partial Q_i^{Loss}}{\partial Q_i''} &= \frac{2X_i Q_i''}{V_k^2} + \frac{2X_i P_i}{V_k^2} \cdot \frac{\partial P_i}{\partial Q_i''} \\
&= \frac{2X_i Q_i''}{V_k^2} + \frac{2X_i P_i}{V_k^2} \cdot \frac{2R_i Q_i''}{V_k^2} \\
&= \frac{2X_i Q_i''}{V_k^2} \cdot \left(1 + \frac{2R_i P_i}{V_k^2}\right)
\end{aligned} \tag{18}$$

Ligning 18 : Tapsfaktor reaktivt effekttap [30].

$$\begin{aligned}
\frac{\partial Q_i^{Loss}}{\partial P_i} &= \frac{2X_i P_i}{V_k^2} + \frac{2X_i Q_i''}{V_k^2} \cdot \frac{\partial Q_i''}{\partial P_i} \\
&= \frac{2X_i P_i}{V_k^2} + \frac{2X_i Q_i''}{V_k^2} \cdot \frac{2X_i P_i}{V_k^2} \\
&= \frac{2X_i P_i}{V_k^2} \cdot \left(1 + \frac{2X_i Q_i''}{V_k^2}\right)
\end{aligned} \tag{19}$$

Ligning 19 : Tapsfaktor aktivt effekttap [30].

3 Metode

Her er fremgangsmåten i prosjektet beskrevet. For å undersøke hvordan to batterier kan plasseres er det gjort flere simuleringer. Utføringen av simuleringene er forklart og de ulike scenariene det er blitt sett på blir beskrevet.

3.1 Simulering

For å simulere batteriplasseringene i CINELDI MV brukte gruppen en ZIP-fil motatt fra Olav Fosso via NTNU-veileder. ZIP-filen inkluderte en Excel-fil med systemdata som representerer CINELDI MV referansenettet. Den mottatte filen er ikke lik den første delen av CINELDI datasettet beskrevet i Kapittel 1.7.1. Nettet er det samme, men belastningen er ikke lenger i toppverdier og det er oppgitt i per unit. Basert på kodebiblioteket og referansenettet har gruppen laget en kode som gjennomfører simuleringer av flere scenarier.

Koden importerer først dataene fra Excel-filen som representerer nettet, og videre opprettes det et objekt. Deretter benyttes funksjonen "initialize" som bygger systemet og oppretter lastflytobjektet basert på inputen. Dersom det gjøres endringer i nettet, må "initialize"-funksjonen kjøres igjen før en ny lastflytanalyse kan gjøres. Funksjonen "DistLF" gjennomfører lastflytanalysen. Denne løser lastflyten frem til konvergenskriteriet er nådd for alle noder, og printer ut antall iterasjoner brukt, total belastning og totalt tap. Verdiene som printes ut er i p.u. og må multipliseres med 10^7 for å få effekter oppgitt i watt. Under ser vi resultatet etter lastflytanalysen av CINELDI MV. Nettet har en total aktiv belastning på 4,577 MW, total reaktiv belastning på 1,504 MVAR og aktive og reaktive tap på 102 kW og 71 kVAR.

```
Pload: 0.4576555   Qload: 0.1504176   Ploss: 0.0102205   Qloss: 0.0070615
```

Plasseringen av batteriene i nettet representerer en endring, og "initialize" og "DistLF" gjentas flere ganger. Det er derfor laget en funksjon, "solveTheCase", som lager lastflytobjektet, kjører "initialize" og deretter kjører "DistLF", for å komprimere koden. Funksjonen er vist under. Argumentet "epsilon=1e-12" for "DistLF" gjør at koden blir utført mange nok iterasjoner til svaret er tilnærmet helt korrekt, altså veldig liten differanse mellom faktisk svar, og det som lagres.

```
def solveTheCase(BusList, LineList):  
    # max loss for input parameter  
    dlf = DistLoadFlow3(BusList, LineList) # Create object  
    dlf.initialize(startBus=1) # Initialize  
    dlf.DistLF(epsilon=1e-12) # Solve the case  
    return dlf
```

PyDSAL inneholder mange funksjoner som kan brukes for å endre, justere eller presentere ulike data eller verdier. Eksempler er "dispVoltSens", "dispLossSens", "dispLossSensP" og "dispLossSensQ" som alle kan fremstille ulike verdier beregnet for sensitiviteter i tabeller for opptil 13 noder, eller printe disse verdiene for alle nodene fra node 1 til 124. Figur 7 er et eksempel på tabellen som genereres ved bruk av funksjonen "dispLossSens" og en valgt startnode. For plassering av batteriene er det sett på verdier for sensitiviteter for aktive effekttap, slik at de kan brukes til å finne nodene som har størst potensial for å redusere tap.

Bus Voltage sensitivites to changes in load and loss

	Bus no	dV/dP	dPloss/dP	dPloss/dQ	dV/dQ	d2Ploss/dP2	d2Ploss/dQ2
Bus 96	96	-0.12573	0.057608	0.019214	-0.07511	0.24481	0.24481
Bus 97	97	-0.12479	0.057302	0.019114	-0.072264	0.24304	0.24304
Bus 98	98	-0.12539	0.057309	0.019116	-0.072624	0.24421	0.24421
Bus 99	99	-0.1254	0.057309	0.019116	-0.072624	0.24422	0.24422
Bus 100	100	-0.11043	0.05661	0.018886	-0.06526	0.21504	0.21504
Bus 101	101	-0.11043	0.05661	0.018886	-0.06526	0.21504	0.21504
Bus 102	102	-0.098677	0.0557	0.018587	-0.06148	0.19216	0.19216
Bus 103	103	-0.09934	0.055754	0.018605	-0.061717	0.19345	0.19345
Bus 104	104	-0.10055	0.055804	0.018621	-0.062153	0.19583	0.19583
Bus 105	105	-0.10056	0.055804	0.018621	-0.062153	0.19583	0.19583
Bus 106	106	-0.09225	0.054017	0.018033	-0.058135	0.17984	0.17984
Bus 107	107	-0.098238	0.054989	0.018353	-0.062188	0.19142	0.19142
Bus 108	108	-0.098272	0.05499	0.018353	-0.062209	0.19149	0.19149

Figur 7: Tabell generert med "dispLossSens"

Ved bruk av funksjonene nevnt over vil man måtte lete gjennom verdiene for sensitivitet for aktive effekttap for alle nodene for å finne den med høyest verdi. Dette ville vært tidkrevende, så det er derfor laget egendefinerte funksjoner. Funksjonen "maxBusLoss" er vist under og tar inn et argument med hvilken type sensitivitet man vil se på. Argumentet testes for ulike betingelser gjennom flere "if-setninger" og ved en oppfylt betingelse kjøres "max()" for å finne det største elementet i "self.BusList" for denne sensitiviteten. "self.BusList" er en liste over alle nodene i det gitte nettet med ulike tilknyttede verdier. For å finne verdiene for sensitiviteten som er valgt, brukes "key"-parameteren. "Lambda"-funksjonen returnerer den valgte verdien for hver node fra "BusList".

```
#calculate the max loss from BusList by input parameter and return max bus
def maxBusLoss(self, lose):
    if lose == 'dPlossdP':
        return max(self.BusList, key=lambda Bus: Bus.dPlossdP)
    elif lose == 'dPlossdQ':
        return max(self.BusList, key=lambda Bus: Bus.dPlossdQ)
    elif lose == 'dQlossdP':
        return max(self.BusList, key=lambda Bus: Bus.dQlossdP)
    elif lose == 'dQlossdQ':
        return max(self.BusList, key=lambda Bus: Bus.dQlossdQ)
    else:
        print('Wrong input parameter for maxBusLoss')
```

Det er også laget en funksjon, "sortBusListByLoss", som tar inn et argument med type sensitivitet og sorterer verdiene for valgt sensitivitet i synkende rekkefølge. Med denne funksjonen får man en oversikt over nodene med høye sensitiviteter. Koden for denne ligger i Vedlegg A.

Simuleringen av innsetting av batteri i referansenettet skjer ved tilført aktiv og/eller reaktiv effekt. PyDSAL inneholder en batteriklasse for å tilsette et batteri med ønsket størrelse på en node. Den viste seg å ikke fungere som tiltenkt og det ble derfor laget en egendefinert funksjon. Funksjonen "addBattery" tar inn tre argumenter, nodenummer, tilført aktiv effekt og tilført reaktiv effekt. Den valgte aktive og reaktive effekten trekkes fra lasten på den valgte noden. Det er også trukket en fra det valgte nodenummeret i "BusList" fordi lister i Python starter fra 0 og ikke 1. Funksjonen printer ut hvilken node det plasseres et batteri og hvor mye aktiv og reaktiv effekt det tilfører. For eksempel, hvis argumentene er 96, bPd=0,025 og bQd=0,01, printer koden: "Add battery for bus

#96: bPd = 0,025MW, bQd = 0,01MW". Koden for funksjonen er vist under.

```
#add battery to specific buss. As a effect of adding battery, Pd and Qd on the
#node will be lower
def addBattery(self, bus, bPd=0.0, bQd=0.0):
    print("\nAdd battery for bus #{}: bPd={}MW, bQd={}MW".format(bus.busnum, bPd, bQd))
    self.BusList[bus.busnum-1].pload -= bPd
    self.BusList[bus.busnum-1].qload -= bQd
```

For optimal plassering av et batteri i CINELDI MV lagres noden med høyest sensitivitet for aktive effekttap i en variabel ved hjelp av "maxBusLoss". Deretter benyttes "addBattery" til å sette et simulert batteri med valgt størrelse på denne noden. "Initialize" og "DistLF" kan da kjøres igjen gjennom "solveTheCase" slik at lastflytanalysen gjentas for endringene som er gjort og nye sensitiviteter beregnes. For batteri nummer to gjentas disse stegene. Etter innsettingen av begge batteriene kan resultatet etter lastflytanalysen brukes til å se på hvordan batteriene har påvirket tapene i nettet. Koden under viser et eksempel på bruk av koden. Her settes det inn to batterier. Ett settes inn på noden med størst sensitivitet for aktive effekttap. Deretter gjøres beregningene på nytt og et nytt batteri settes inn på node 123.

```
BusList, LineList = BuildSystem3() # Import data from Excel file
dlf = solveTheCase(BusList, LineList)
maxBusLoss = dlf.maxBusLoss('dPlossdP')

#ADD BATTERY 500 kW on Pd
dlf.addBattery(maxBusLoss, 0.05, 0.0)
dlf = solveTheCase(BusList, LineList)
maxBusLoss = dlf.maxBusLoss('dPlossdP')

#ADD BATTERY 200 kVAR on Qd
dlf.addBattery(123, 0.0, 0.02)
dlf = solveTheCase(BusList, LineList)
```

Det er også utført simuleringer for opplading av to plasserte batterier. Ved disse simuleringene er funksjonen "offPeak" benyttet for å redusere den totale belastningen i nettet. Denne tar inn to argumenter, decreasePload og decreaseQload, og funksjonen bruker en for-løkke til å gå gjennom "self.BusList". Belastningen for hver enkelt node i nettet endres med valgte verdier. For eksempel, hvis argumentene velges til 0.2 og 1, multipliseres den aktive belastningen med 0,2 for hver node mens den reaktive belastningen forblir uendret. På denne måten er den totale aktive belastningen redusert med 80%. Koden for funksjonen er vist under. Funksjonen printer også ut hva belastningen i nettet er multiplisert med.

```
def offPeak(self, decreasePload, decreaseQload):
    print("\nOff Peak: decrease pLoad for {} and qLoad for {}".format(decreasePload, decreaseQload))
    for bus in self.BusList:
        bus.pload *= decreasePload
        bus.qload *= decreaseQload
```

Oppladingen av batteriene simuleres ved tilført negativ effekt gjennom "addBattery"-funksjonen. Under er det vist et eksempel der den totale aktive belastningen i nettet reduseres med 50% ved bruk av "offPeak"-funksjonen. Deretter plasseres et 250 kW batteri på node 70 for opplading.

```
dlf = solveTheCase(BusList, LineList)
dlf.offPeak(0.5, 1)

#Charge battery
dlf.addBattery(70, -0.025, 0.0)
dlf = solveTheCase(BusList, LineList)
```

3.2 Scenarier

Det er gjennomført flere simuleringer for fire ulike scenarier. Det første scenariet er mange tester med varierende størrelser på den tilførte effekten. Den er delt i tre deler: aktiv effekt, reaktiv effekt og begge to samtidig. Det er optimale plasseringer, så det første batteriet vil i dette scenariet alltid plasseres ved samme node, 96, mens batteri nummer to endrer plassering utfra størrelsen og hvordan sensitivitetene påvirkes av det første batteriet. Det blir sett på hvordan de ulike størrelsene og plasseringene av batteriene påvirker de totale tapene i nettet.

Det andre scenariet er plassering av to batterier på tilfeldige noder med forskjellige sensitiviteter. I alle testene leverer batteriene 250 kW aktiv effekt. Denne størrelsen er estimert ved hjelp av antagelsene og beregningene gjort i Vedlegg B. Scenariet er gjort for å gi et grunnlag for sammenligning opp mot den optimale plasseringen av batteriene med lik størrelse i det første scenariet.

Ved lastforflytning vil batteriene kutte effekttoppene med batterieffekten, men må lades opp ved et annet tidspunkt før de kan kutte igjen. Av årsaker forklart i Kapittel 2.3 vil dette typisk skje på natten. Det tredje scenariet er en enkel simulering av oppladingen av batteriene, som også her er 250 kW. Den totale aktive belastningen i nettet er redusert med 30% og 50% for å etterligne et forbruk om natten. Gjennom lastflytanalysen ser vi at nettet har en total aktiv belastning på 3,204 MW ved 30% reduksjon, og 2,288 MW ved 50% reduksjon.

Det er ikke kjent hvilken type laster CINELDI MV er basert på, men boliger vil ha større svingninger i forbruket enn industri og næring. Derfor simuleres det for to ulike reduksjoner i aktiv belastning. Ladingen simuleres ved å tilføre batteriet som belastning, altså negativ effekt. Først sjekkes de totale aktive effekttapene for den reduserte belastningen og deretter sjekkes de med batteriene som belastning. Differansen mellom disse verdiene blir det ekstra tapet forårsaket av oppladingen av batteriene. Dette ekstra tapet kan settes i sammenheng med det reduserte tapet i scenario en for å finne den reelle effekten spart.

Det fjerde og siste scenariet simulerer ladingen av batteriene på de ikke optimale plasseringene fra scenario to, slik at den totale reduserte effekten kan beregnes. Dermed kan de ulike plasseringene sammenlignes med den optimale for å se hvilke som reduserer de totale tapene mest.

4 Resultater

Her presenteres funnene som er gjort i simuleringene av plassering av to batterier i CINELDI MV.

Tabell 4 viser de fem nodene som har høyest sensitiviteter for aktive effekttap, både for endring i tilført aktiv effekt og tilført reaktiv effekt. Noden med størst sensitivitet er nummer 96 for begge sensitivitetene.

Nodenummer	dPlossdP	dPlossdQ
96	0,057608	0,019214
95	0,057507	0,019181
94	0,057498	0,019178
91	0,057450	0,019162
90	0,057447	0,019161

Tabell 4: Noder med størst sensitivitet

4.1 Første scenario

Tabell 5, 6 og 7 viser resultatene for det første scenariet. Første rad viser tapene uten batterier i nettet og fungerer som et sammenligningsgrunnlag for de andre målingene. Den første kolonnen viser tilført effekt på node 96 og andre kolonne viser de totale tapene i nettet etter denne tilførselen. Den midterste kolonnen viser hvilken node som har størst sensitivitet etter en ny lastflytanalyse som tar hensyn til det første batteriet, og hva denne sensitiviteten er. Det er denne noden det andre batteriet plasseres på. De to siste kolonnene er av samme type som de to første og viser tilført effekt fra det andre batteriet og de totale tapene i nettet etter tilførselen fra begge batteriene. Tabell 5 viser resultatene for tilført aktiv effekt, Tabell 6 viser resultatene for tilført reaktiv effekt og Tabell 7 viser resultatene for en kombinasjon av tilført aktiv og reaktiv effekt.

Det er litt forskjell på typen sensitivitet det har blitt sett på. For Tabell 5 og 7 er det utslag på sensitivitet for endring av tilført aktiv effekt som er brukt. For Tabell 6 derimot er det sett på sensitivitet for endring av tilført reaktiv effekt. For de resterende scenariene er sensitiviteten for endring av tilført aktiv effekt brukt.

Tilførsel 1. batteri på node 96	Tap etter 1. batteri (MW)	Node med størst sensitivitet etter 1. batteri	Tilførsel 2. batteri	Tap etter 1. og 2. batteri (MW)
Ingen batteri	0,102	Node 96: 0,057608	Ingen batteri	0,102
100kW	0,096	Node 96: 0,055066	100kW	0,091
200kW	0,091	Node 99: 0,0526	200kW	0,08
250kW	0,088	Node 99: 0,05148	250kW	0,0755
300kW	0,085	Node 99: 0,0503	300kW	0,071
400kW	0,08	Node 101: 0,048	400kW	0,062
500kW	0,076	Node 101: 0,0459	500kW	0,055
600kW	0,071	Node 105: 0,0438	600kW	0,048
1MW	0,056	Node 108: 0,0341	1MW	0,029
1,1MW	0,052	Node 108: 0,0341	1,1MW	0,026
1,2MW	0,049	Node 108: 0,0323	1,2MW	0,024
1,5MW	0,042	Node 117: 0,0272	1,5MW	0,019

Tabell 5: Scenario 1 - Tilførsel aktiv effekt

Tilførsel 1. batteri på node 96	Tap etter 1. batteri (MW)	Node med størst sensitivitet etter 1. batteri	Tilførsel 2. batteri	Tap etter 1. og 2. batteri (MW)
Ingen batteri	0,102205	Node 96: 0,0192144	Ingen batteri	0,102205
100kVAr	0,100315	Node 99: 0,0168592	100kVAr	0,098672
200kVAr	0,098684	Node 105: 0,0147548	200kVAr	0,095991
250kVAr	0,097965	Node 105: 0,0137911	250kVAr	0,094976
400kVAr	0,096192	Node 108: 0,0109525	400kVAr	0,093154
500kVAr	0,095328	Node 117: 0,0092954	500kVAr	0,092505
700kVAr	0,094359	Node 117: 0,0065830	700kVAr	0,093498
1MVAr	0,094787	Node 1: 0,0000000	1MVAr	0,09777

Tabell 6: Scenario 1 - Tilførsel reaktiv effekt

Tilførsel 1. batteri på node 96	Tap etter 1. batteri (MW)	Node med størst sensitivitet etter 1. batteri	Tilførsel 2. batteri	Tap etter 1. og 2. batteri (MW)
Ingen batteri	0,102	Node 96: 0,057608	Ingen batteri	0,102
100kVA (100kW, 10kVAr)	0,096	Node 96: 0,055060	100kVA	0,09
206kVA (200kW, 50kVAr)	0,089	Node 99: 0,052618	206kVA	0,0785
316kVA (300kW, 100kVAr)	0,0835	Node 99: 0,0502	316kVA	0,067
583kVA (500kW, 300kVAr)	0,07	Node 101: 0,04577	583kVA	0,047
1,12MVA (1MW, 500kVAr)	0,049	Node 105: 0,0358	1,12MVA	0,02

Tabell 7: Scenario 1 - Tilførsel aktiv og reaktiv effekt

4.2 Andre scenario

Tabell 8 viser resultatene for det andre scenariet. Her er to 250 kW batterier plassert på tilfeldige noder. Første og tredje kolonne viser hvilken node batteriene er plassert på og hva sensitiviteten er ved denne noden. Andre kolonne viser de totale tapene i nettet etter tilførselen av aktiv effekt fra det første batteriet, mens fjerde kolonne viser de totale tapene etter tilførselsen fra begge batteriene.

Nodenummer 1. batteri og sensitivitet	Tap etter 1. batteri (MW)	Nodenummer 2. batteri og sensitivitet	Tap etter 1. og 2. batteri (MW)
Node 90: 0,048892	0,088051	Node 117: 0,0421	0,079553
Node 101: 0,04905	0,088379	Node 108: 0,04764	0,079841
Node 25: 0,01371	0,097432	Node 111: 0,03353	0,088555
Node 11: 0,00702	0,098459	Node 82: 0,050196	0,084643
Node 70: 0,047363	0,088784	Node 33: 0,019898	0,083519
Node 44: 0,03644	0,092301	Node 2: 0,0013897	0,091712

Tabell 8: Scenario 2 - Tilfeldig plassering av batterier

4.3 Tredje scenario

Tabell 9 viser resultatene fra det tredje scenariet. Dette er oppladingen av to 250 kW batterier, optimalt plassert fra første scenario, ved en redusert aktiv belastning i nettet på 30% og 50%. Første og fjerde kolonne viser hvilken node hvert av de to batteriene er plassert på. Andre kolonne viser de totale tapene i nettet etter at det første batteriet er lagt til som last. Den midterste kolonnen viser noden med størst sensitivitet etter en ny lastflytanalyse som tar hensyn til det første batteriet. Den er inkludert for å vise hvordan sensitiviteten forandrer seg med den ekstra lasten. Den siste kolonnen viser de totale tapene i nettet etter at begge batteriene er lagt inn som last ved oppladning.

Nodenummer 1. batteri	Tap etter 1. batteri (MW)	Node med størst sensitivitet etter 1.batteri	Nodenummer 2. batteri	Tap etter 1. og 2. batteri (MW)
Aktiv last reduksjon med 30%				
Ingen batteri	0,054355	Node 96: 0,0398161	Ingen batter	0,054355
Node 96	0,065443	Node 96: 0,0460528	Node 99	0,077670
Aktiv last reduksjon med 50%				
Ingen batteri	0,032230	Node 96: 0,0282178	Ingen batteri	0,032230
Node 96	0,040253	Node 96: 0,0343486	Node 99	0,049426

Tabell 9: Scenario 3 - Opplading av batteriene fra scenario en

4.4 Fjerde scenario

Tabell 10 viser resultatene fra det fjerde scenariet. Dette er oppladingen av batteriene fra det andre scenariet ved 30% og 50% redusert aktiv belastning i nettet. Tabellen er bygd opp på samme måte som for tredje scenario.

Nodenummer 1. batteri	Tap etter 1. batteri (MW)	Node med størst sensitivitet etter 1.batteri	Nodenummer 2. batteri	Tap etter 1. og 2. batteri (MW)
Aktiv last reduksjon med 30 %				
Node 90	0,065376	Node 96:0,0457306	Node 117	0,072930
Node 101	0,064923	Node 96: 0,0447404	Node 108	0,072501
Node 25	0,057894	Node 96: 0,0410	Node 111	0,065090
Node 11	0,057129	Node 96: 0,0407254	Node 82	0,068233
Node 70	0,064563	Node 96: 0,0443694	Node 33	0,069223
Node 44	0,061753	Node 96: 0,0425581	Node 2	0,062250
Aktiv last reduksjon med 50%				
Node 90	0,040195	Node 96: 0,0045460	Node 117	0,045797
Node 101	0,039842	Node 96: 0,0330540	Node 108	0,045460
Node 25	0,034776	Node 96: 0,0293835	Node 111	0,040033
Node 11	0,034226	Node 96: 0,0291136	Node 82	0,042301
Node 70	0,039577	Node 96: 0,0326892	Node 33	0,043039
Node 44	0,037546	Node 96: 0,0309118	Node 2	0,037914

Tabell 10: Scenario 4 - Opplading av batteriene fra scenario to

4.5 Totalt reduserte tap (Netto)

Tabell 11 og 12 viser hvor mye 250 kW batterier på nodekombinasjonene fra tidligere scenarier totalt reduserer det aktive tapet. Tabell 11 er ved 30% redusert aktiv belastning og Tabell 12 er 50%. Kolonne en viser hvilke noder det er målt for, kolonne to viser hvor mye tap batteriene reduserte i scenario en og to, kolonne tre viser oppladingstapene fra scenario tre og fire og kolonne fire har det netto reduserte aktive tapet. Det er altså redusert aktiv effekt minus tapet fra oppladingen av batteriene.

Nodenummer	Reduserte tap fra scenario en og to (kW)	Oppladingstap ved 30% redusert belastning (kW)	Netto reduserte tap (kW)
Node 96 og 99	26,5	23,31	3,19
Node 90 og 117	22,4	18,54	3,86
Node 101 og 108	22,2	18,14	4,06
Node 25 og 111	13,4	10,74	2,66
Node 11 og 82	17,4	13,84	3,56
Node 70 og 33	18,5	14,84	3,66
Node 44 og 2	10,3	7,94	2,36

Tabell 11: Totalt reduserte tap ved opplading ved 30% redusert aktiv belastning

Nodenummer	Reduserte tap fra scenario en og to (kW)	Oppladingstap ved 50% redusert belastning (kW)	Netto reduserte tap (kW)
Node 96 og 99	26,5	17,2	9,3
Node 90 og 117	22,4	13,57	8,83
Node 101 og 108	22,2	13,23	8,97
Node 25 og 111	13,4	7,8	5,6
Node 11 og 82	17,4	10,07	7,33
Node 70 og 33	18,5	10,81	7,69
Node 44 og 2	10,3	5,68	4,62

Tabell 12: Totalt reduserte tap ved opplading ved 50% redusert aktiv belastning

5 Diskusjon

Her diskuteres resultatene fra hvert scenario. Deretter blir fordeler og ulemper med metoden diskutert og det vurderes hvordan metoden kan brukes videre. De første resultatene i Tabell 4 oppgir at node 96 har den største sensitiviteten for aktive effekttap i CINELDI MV referansenettet. Dette er noden som er lengst unna hovedtilførselen som vist i Figur 1. Fra Excel-filen ble det også sett at denne noden er den med minst spenningsamplitude, som også tyder på at den er lengst unna tilførselen på grunn av størst spenningsfall. Nodene med de nest største sensitivitetene er 95, 94, 91 og 90, med liten differanse til sensitivitetene i node 96. Disse ligger alle i nærheten av node 96 og har lang distanse til hovedtilførselen.

5.1 Første scenario

Tabell 5 viser at det opprinnelige aktive effekttapet uten batterier er på 102 kW, som vil være utgangspunktet for å finne ut hvor mye tapene er redusert i scenariene. Etter de to første batteriene på 100 kW settes inn på node 96 er det en betydelig reduksjon av tapene på 11 kW, men begge batteriene plasseres på node 96, siden 100 kW ikke var nok til å endre hvilken node som var mest sensitiv. Ved 200 kW batteriene blir det andre plassert på node 99 på grunn av at det første var stort nok til å redusere sensitiviteten til node 96 under 99 sin. Det er også tydelig at større batterier har en kraftigere påvirkning på tapet enn mindre batterier har. Dette er fordi større batterier erstatter mer av effekten som nettet må levere gjennom linjen, som resulterer i mindre strøm og derav mindre tap etter Formel 1. Selv om tapene går ned for hvert hopp i effekten til batteriene, blir tapene redusert mindre og mindre, som følge av at strømmen er kvadrert i formelen.

Sammenlignes resultatene for to like batteri med kun ett stort batteri (med totalt samme effekt) på node 96 fra Tabell 5, er det ikke så stor forskjell mellom de. Som eksempel reduserer de to 500 kW batteriene på node 96 og 101 tapene med 47 kW, og 1 MW batteriet (2x500 kW) på node 96 reduserer med 46 kW. Dette antyder at sensitivitetene på nodene som ikke er høyest, fortsatt er så nærme den største at det er minimal forskjell i tapsreduksjon. 1 kW er ikke en bra nok gevinst for den ekstra kostnaden det vil være med å installere to batterier på ulike lokasjoner fremfor ett.

Tabell 6 viser at tilført reaktiv effekt også reduserer tapene i nettet, men i mindre grad enn tilført aktiv effekt. Det er observert at større batterier reduserer tapene mer her også, men ved de største verdiene øker tapene igjen. 400 kVAr batteriene reduserte tapene til 93,15 kW, 500 kVAr batteriene reduserte tapene til 92,5 kW og 700 kVAr batteriene reduserte tapene til 93,5 kW. Altså er 700 kVAr dårligere for tapene enn 4- og 500. Det finnes trolig en optimal verdi for tilført reaktiv effekt for å redusere tap som er mellom to batterier på 400 kVAr og to batterier på 700 kVAr. Ved store spenningsfall som følge av overføring av reaktiv effekt, vil tilførsel av reaktiv effekt nært forbruksstedet føre til mindre fall. Grunnen til at tapene i simuleringen ikke blir redusert like mye med tilført reaktiv effekt kan være at spenningsnivåene i nettet allerede er stabile, slik at reaktiv effekt ikke vil påvirke tapene like mye.

Tilført aktiv og reaktiv effekt har begge vist positive resultater, der tilført aktiv effekt har hatt størst påvirkning. Dermed er det naturlig at en kombinasjon av både aktiv og reaktiv effekt kan se ut til å være den beste løsningen i Tabell 7. Fra samme tabell kan en se at to batterier på 1,12 MVA reduserer tapene helt ned til 20 kW, mens Tabell 5 viser at to 1 MW batterier reduserte tapene til 29 kW. Reaktiv effekt i tillegg vil selvsagt bli dyrere, men vil også hjelpe på spenningsprofilen i nettet.

Det kan gjøres en vurdering av hvor lønnsomme store batterier er, med hensyn på hvor mye tap som reduseres. For eksempel, to optimalt plasserte batterier med størrelse på 1 MW hver, reduserte de totale tapene ned til 29 kW. To 1,5 MW batterier reduserte derimot tapene ned til 19 kW. Dette viser at det kanskje ikke lønner seg økonomisk å ha to 1,5 MW batterier når to 1 MW batterier reduserer nesten like mye tap. Derfor gjelder det å finne en balanse mellom størrelsen på batteriene, effektkuttingen og hvor mye tap de reduserer. Det kan være viktig å vurdere størrelsen på batteriene ut ifra fremtidsanalyser for nettet. Er det slik at det for eksempel skal tilknyttes flere kunder til nettet i fremtiden, som vil føre til mer belastning og forbruk, kan større batterier

være en god løsning fremfor mindre.

5.2 Andre scenario

Det andre scenariet viser hvordan tilfeldig plassering av de to 250 kW batteriene påvirker tapene i nettet. Dette ble gjort for å undersøke om større sensitiviteter faktisk har en kraftigere påvirkning på tapene. Tabell 8 viser at ingen av de tilfeldige plasseringene gav mindre tap enn den optimale plasseringen av tilsvarende batterier. Av de tilfeldige plasseringene var det å sette batteriene på node 101 og node 108 som gav mest reduksjon i tap, ned til 79,8 kW. Dette er omtrent 4,3 kW dårligere enn den optimale plasseringen for 250 kW batteriene. Batteriene plassert lengre fram i nettet, for eksempel på node 44, reduserte langt mindre enn første batteriet plassert på den mest sensitive noden, 96. Et 250 kW batteri plassert på node 96 reduserte tapene fra 102 kW til 88 kW, mens på node 44 reduserte det tapet til 92,3 kW, som er 4,3 kW dårligere. Den mest ugunstige plasseringen var node 2 helt i starten av nettet, som bare reduserte tapet med 589 W, etter at det første batteriet var plassert på node 44. Dermed er det trygt å si at noder med høyere sensitivitet vil ha et større potensiale til å redusere det aktive effekttapet.

5.3 Tredje scenario

Det første som er synlig uten opplading av batterier i Tabell 9 er at tapet er drastisk mindre når lasten reduseres. Med en aktiv last reduksjon på 30%, er tapene allerede halvert ned til 0,054 MW, fra det de var ved full belastning, 0,102 MW i Tabell 6. Med lading av 250 kW batteriene på de optimale nodene med hensyn på sensitivitet, 96 og 99, stiger tapet opp til 77,67 kW fra 54,35 kW. Dette er som forventet fordi batteriene telles som ekstra last i nettet og tapene vil bli større. Batteriene er dermed ansvarlige for et ekstra tap på 23,31 kW. Når dette sammenlignes med det reduserte tapet batteriene gav i første scenario, 26,5 kW, er den reelle reduserte effekten bare 3,19 kW, som vist i Tabell 11. En årsak til dette er at de optimale nodene for å redusere tap også er de optimale for å øke tapene, siden sensitivitetene går begge veier. Dermed vil større sensitivitet også gi større tap ved opplading.

Når belastningen reduseres med 50% reduseres tapene enda mer og batteriene forårsaker et tap på 17,2 kW. Den reelle effektbesparelsen her blir 9,3 kW, som er betydelig større enn ved 30% reduksjon, men er bare 34% av den opprinnelige reduksjonen, 26,5 kW fra første scenario. Selv om netto reduksjonen er minimal vil det fortsatt bli frigjort ekstra kapasitet på linjen utover batterisystemets effekt, som vil hjelpe med å redusere lasttoppene. Mye av gevinsten med å bruke de mest sensitive nodene forsvinner altså når batteriene også må lades opp der.

En annen type gevinst av denne lastforflytningen kan være økonomisk. Effekten spart er ikke så betydelig, men prisen på når batteriet leverer strøm og når det lader vil være forskjellig. Dette vil gi en gevinst for batterioperatøren når strømmen selges dyr og kjøpes billig, som igjen kan påvirke prisen nettoperatoren eventuelt må betale for batterisystemet. Som forklart i Kapittel 1.2 kan ikke nettselskap drifte et batteri på denne måten, men de kan dra nytte av det gjennom leieprisen. Det kan derimot hende det realistisk sett er mer arbeid eller dyrere å installere batteriene på noen plasseringer enn andre, og at gevinsten av det reduserte tapet ikke vil være verdt denne ekstra kostnaden.

Oppladningstapene kan unngås ved å lade opp batterisystemet fra en annen kilde enn distribusjonsnett. Som nevnt i Kapittel 2.4 blir dette peak shaving og ikke lastforflytning. Dette vil eliminere oppladingstapene, men det er her igjen et spørsmål om prisen for å produsere energien til opplading er verdt det.

5.4 Fjerde scenario

Fjerde scenario gikk ut på å undersøke opplading av batterier på ikke optimale plasseringer ved redusert last som i tredje scenario. Tabell 10 viser at opplading av batterier på andre noder med lavere sensitivitet førte til mindre tap enn de optimale nodene. Faktisk har hvert eneste eksempel for både 30% og 50% belastning lavere oppladingstap enn tredje scenario. Det som ga minst tap var nodene langt fremme i nettet, som kombinasjonen 44 og 2. Dette er fordi noder lengre frem i nettet har mindre sensitiviteter og opplading av batteriet som en last vil ha mindre innvirkning.

Når disse oppladingstapene sammenlignes med resultatene fra andre scenario kan den reelle tapsreduksjonen finnes for nodekombinasjonene, som vist i Tabell 11 og 12. Det er det reduserte tapet fra andre scenario minus oppladingstapene. Ved 30% redusert last var fire av de seks kombinasjonene for ikke optimale plasseringer bedre enn den optimale, der 101 og 108 var best med 4 kW i netto reduksjon. Selv om dette er bedre enn den optimale plasseringen, er det fortsatt en svak netto reduksjon. For 50% redusert last ved opplading ser det ut som høyere sensitivitet ga bedre resultat. Her var den optimale plasseringen best, med redusert netto på 9,3 kW. Det er litt høyere enn for kombinasjonene 90 og 117 og 101 og 108. Sammenligning av Tabell 11 og 12 viser en tendens til at sensitivitetene vil ha lite å si ved opplading på lite redusert belastning, men med større reduksjon av belastningen vil de største sensitivitetene skille seg ut mer. Lading ved det absolutte bunnpunktet i belastningen vil derfor være best for batterier på nodene med høye sensitiviteter.

5.5 Metode

Hoveddelen av metoden baserer seg rundt PyDSAL funksjonene for å simulere distribusjonsnett og gjennomføre lastflytanalyse. Denne koden skal være spesielt godt egnet til analyser av radiale distribusjonsnett, som omtalt i Kapittel 2.6.1, og det oppleves det også at den er. Det er ikke testet andre analysemetoder, men FBS metoden brukt her har vært effektiv og alltid konvergent. I tillegg er måten koden henter inn data og bygger opp det simulerte nettet enkel og fleksibel. Excel-filen som dataen hentes fra er forståelig og nettet kan uten problemer endres eller utvides for videre analyser. Dette gjør den spesielt godt egnet til utfallsanalyser for å studere hvordan lastflyten vil forandre seg ved utfall i nettet. Simuleringene kan teste hva som skjer dersom deler av nettet eller tilførsler blir fjernet som følge av utfall, og finne eventuelle problemer og løsninger til de ulike situasjonene som oppstår. Målinger kan sjekke hvordan spenningen på nodene og lastflyten vil endre seg, og basert på dette kan man teste løsninger med nye tilførsler, batteri eller fleksible komponenter i nettet for å kompensere for utfallet.

Metoden kan også brukes til optimering av investeringer eller utvidelser av nettet. Ved å simulere de planlagte endringene kan det testes hvilke plasseringer, verdier og andre variabler som gir de mest ønskelige resultatene. På denne måten oppnår selskaper best mulig avkastning og resultat på investeringer. Disse utvidelsene av nettet kan komme i form av ny belastning på nettet, som et nabolag, el-bil ladestasjoner eller for eksempel innføring av fornybare energikilder. Simuleringene på dette er ikke gjort i oppgaven, men koden kan enkelt tilpasses nye endringer for å gjøre videre undersøkelser.

5.6 Andre faktorer

I innledningen ble det nevnt at plasseringen av batteriene kunne bidra til å utnytte den eksisterende infrastrukturens levetid i større grad. Dette som en del av Norges bidrag til å øke energieffektiviteten og bli flinkere til å spare strøm. Ved lastforflytning og oppladning av batteriene ved 50% redusert belastning gav den optimale plasseringen av batteriene større total reduksjon i tap enn de tilfeldige plasseringene. Dette var ikke tilfellet ved 30% redusert tap. Dersom belastningen i nettet ved opplading av batteriene er tilstrekkelig lav eller plasseringen gjøres med bakgrunn i peak shaving, vil redusert netto tap bli større og plasseringen på de mest sensitive nodene kan være med på å bidra til å nå det nevnte bærekraftsmål i Kapittel 1.5.

5.7 Kostnadsrammer

Bakgrunn

Som nevnt i Kapittel 1.2 har nettselskap i utgangspunktet ikke lov til å eie nettbatteri selv. Løsningen blir derfor ofte å benytte seg av en batterioperatør, som oftest en kraftprodusent. Kraftprodusenten som leier ut batteri til nettselskap har et budsjett de forholder seg til. Dette påvirker hvor stor ytelse og størrelse på batteriene de kan bruke, som igjen påvirker metoden for hvor batteriet bør plasseres. Det er forskjell på hva som er optimal plassering med ubegrenset økonomisk tak, og hva som blir den beste plasseringen med hensyn til et begrenset budsjett.

Utregning

Med utgangspunkt i Tabell 5 fra scenario en vil størrelsen på batteriene avgjøre hvilken node det andre batteriet skal plasseres på. For eksempel hvis man har anbefalt størrelse eller budsjett til ett par batteri på 500 kW bør det andre batteriet plasseres på node 101. Er det derimot snakk om 600 KW batterier bør det det andre plasseres på node 105.

For å få en ide om kostnad kan det gjøres med utgangspunkt i Tabell 2. Det må gjøres en vurdering av hvor lenge tilførsel med effekt batteriet bør kunne klare. Bare for å ta et tall kan man si fire timer. Et relevant type batteri man kan bruke er LIB. Tilbake til eksemplet med ett par 500 kW batteri kan man regne ut en kostnad, som vist under. For prisjustering har det blitt valgt en kurs på 10 kr per USD. Det blir ikke tatt hensyn til kostnader for anleggsarbeid ved utbygging av nettbatteri, da dette varierer veldig.

$$4h \cdot 2 \cdot 500kW \cdot 189\$ \cdot 10 = 7.560.000Kr \quad (20)$$

Ligning 20 viser kostnad for selve batteriet.

$$2 \cdot 500kW \cdot 211\$ \cdot 10 = 2.110.000Kr \quad (21)$$

Ligning 21 viser en kostnad for PCS.

$$2 \cdot 500kW \cdot 95\$ \cdot 10 = 950.000Kr \quad (22)$$

Ligning 22 viser en kostnad for BOP.

Total kostnad på 10.620.000 Kr

5.8 Antagelser og svakheter

I utførelsen av dette prosjektet er det gjort noen antagelser og deler av undersøkelsen skulle ideelt vært mer omfattende. Årsakene til dette er en kombinasjon av tidsbegrensning og usikkerhet knyttet størrelser og pris.

Det er antatt at:

- Batteriet lades opp og forsyner ved full effekt. Å lade det opp på en annen måte kan redusere øyeblikkseffekten som igjen vil redusere tapene som følge av at strømmen er kvadrert i ligning 1, men er ikke studert her.
- Forbruket i distribusjonsnettet tilnærmet følger forbruket i grafene for ulike deler av landet i Vedlegg B. Det er uvisst hvordan belastningen i nettet endrer seg gjennom døgnet i dette systemet, så batterieffekten estimeres på bakgrunn av toppene i grafene.
- Belastningen om natten er i størrelsesordenen 30% og 50% av normal belastning. Kjenner som sagt ikke hvordan lasten endrer seg gjennom døgnet, som er sterkt relatert til hva lasten i nettet er, som er anonymisert av CINELDI.

Andre svakheter er at:

- Belastningen i referansenettet er bare for et øyeblikk og ikke den toppverdien som er oppgitt i [19]. Dette nedskalierer mange av verdiene fra hva de hadde blitt med topp effekt.
- Resultatene for netto redusert effekt er sterkt tilknyttet hva lasten er om natten. Lavere last gir mer effekt gevinst, men hvor lav lasten blir er ukjent, så spesifikk gevinst kan ikke beregnes.
- Det kan være andre faktorer til plassering av batterier som er mer avgjørende enn reduksjonen av tap.

6 Konklusjon og videre arbeid

6.1 Konklusjon

Dette er konklusjonen for denne rapportens undersøkelse av plassering av batterier i et 22 kV distribusjonsnett ved bruk av lastflyt og sensitiviteter, med mål om å redusere aktivt effekttap.

Resultatene viser at sensitivitetene for aktivt effekttap øker med avstanden fra tilførselen og at tilført effekt på noder med større sensitivitet gir kraftigere reduksjon av tap. Tilføring av aktiv effekt hadde større innvirkning enn reaktiv effekt, men en kombinasjon av de ga også gode resultat. Det var derimot liten variasjon i sensitivitetene for de mest sensitive nodene og forskjellen mellom å plassere batterier på de var små. Undersøkelsene angående opplading ved redusert belastning gir betydelige tap som kansellerer store deler av de reduserte tapene ved tilførsel. Mindre sensitive noder ga lavere oppladingstap og noen kombinasjoner av noder hadde bedre totalt redusert tap enn den mest sensitive kombinasjonen av nodene ved 30% belastning og nesten like bra ved 50%. Metoden for å gjennomføre undersøkelsen har fungert utmerket, den gjør utregningene raskt, har alltid konverget til en løsning og det er enkelt å gjøre endringer og hente ut resultat.

Konklusjonen angående det å skulle plassere batteriene på de mest sensitive nodene for å redusere aktive effekttap er at løsningen er svakere enn først antatt. Plasseringen reduserer tapene i nettet mest, men ikke så mye mer enn flere andre noder med lignende sensitivitet. Oppladingstapene blir også større enn for andre noder. Det var relativt like resultat av å ha to optimalt plasserte batterier og et dobbelt så stort optimalt plassert batteri. Plasseringen har derimot sine fordeler med å minimere tapet ved effekttoppene som frigir kapasitet, gir mulighet for fordelaktig kjøp og salg av strøm, potensielt bedre driftssikkerhet og vil fungere optimalt ved lading separat fra nettet, peak shaving.

6.2 Videre Arbeid

Denne oppgaven er gjort på et uforandret referanse distribusjonsnett, men det er som nevnt et stort potensiale til å utvide det. Det kan være nabolag, fornybare energikilder, ladingsstasjoner til el-biler og mer. Dette vil ha store påvirkninger på det elektriske forbruket og etterspørselen. Større lastforbruk vil mulig kunne kreve større batterier for å redusere tapene som en konsekvens av utvidelser. En ny og grundig analyse av nettet er essensiell for å kjempe mot nye utfordringer, og mulig andre løsninger enn batterier. Deretter kunne analysene i oppgaven bli utvidet, med å se på spenningsoptimalisering og tidsserier med endring i last og tap. Tidsseriene kan være med å gi mer nøyaktige data og redusere noen av svakhetene i undersøkelsen. De kan også brukes til å studere forbruket i løpet av døgnet og estimere en kapasitet på batteriet i kWh, som igjen kan gi mer omfattende batteristudier. Tilførsel av aktiv og reaktiv effekt påvirker spenningen på nodene og nettet, noe som kan bli analysert for å finne beste løsning for å redusere spenningsfall.

Referanser

- [1] NVE. 'Nett'. (6th Mar. 2024), [Online]. Available: <https://www.nve.no/energi/energisystem/nett/> (visited on 12/04/2024).
- [2] 'Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven)'. (1990), [Online]. Available: <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50/>.
- [3] NVE. 'Dette er leveringsplikten'. (18th Mar. 2024), [Online]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/nettilknytning/dette-er-leveringsplikten/> (visited on 12/04/2024).
- [4] 'Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet'. (2004), [Online]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557/>.
- [5] NVE. 'Forskrift om leveringskvalitet'. (7th Mar. 2024), [Online]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/leveringskvalitet/forskrift-om-leveringskvalitet/> (visited on 12/04/2024).
- [6] NVE. 'Kile – kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke-levert energi'. (16th Jun. 2021), [Online]. Available: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/oekonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-oekonomiske-reguleringen/kile-kvalitetsjusterte-inntektsrammer-ved-ikke-levert-energi/> (visited on 26/04/2024).
- [7] S. Shafiq, B. Khan and A. T. Al-Awami, 'Optimal battery placement in distribution network using voltage sensitivity approach', in *2019 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI)*, 2019. DOI: 10.1109/PECI.2019.8698781.
- [8] I. Madshaven, R. E. Torres-Olguin and J. Klemets. 'Batterier er mer enn kun energilagring'. (2023), [Online]. Available: <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/batterier-er-mer-enn-kun-energilagring/> (visited on 16/04/2024).
- [9] D. Gordon. 'Battery market forecast to 2030: Pricing, capacity, and supply and demand'. (), [Online]. Available: <https://www.esource.com/report/130221hvfd/battery-market-forecast-2030-pricing-capacity-and-supply-and-demand> (visited on 19/05/2024).
- [10] pv magazine. 'Sodium-ion batteries – a viable alternative to lithium'. (), [Online]. Available: <https://www.pv-magazine.com/2024/03/22/sodium-ion-batteries-a-viable-alternative-to-lithium/> (visited on 19/05/2024).
- [11] E. Woodfine. 'Sodium vs lithium-ion batteries'. (), [Online]. Available: <https://www.thecompliancecenter.com/sodium-vs-lithium-ion-batteries/> (visited on 21/04/2024).
- [12] PeakShaper. 'Nettselskap'. (), [Online]. Available: <https://www.peakshaper.no/nettselskap/> (visited on 07/05/2024).
- [13] NRK. 'Gigantisk batteri skal sikre strøm til industrien i fjellbygda'. (), [Online]. Available: <https://www.nrk.no/trondelag/gigantisk-batteri-i-lierne-skal-redde-industri-pa-steder-uten-kraft-1.16264446> (visited on 09/04/2024).
- [14] PeakShaper. 'Prosjekter'. (), [Online]. Available: <https://www.peakshaper.no/prosjekter/> (visited on 07/05/2024).
- [15] K. Strupstad, J. Arnesen, S. Karlsen, H. Duus and H. Sletta. 'Practical experiences of battery operation in a norwegian rural grid'. (20th Sep. 2023), [Online]. Available: https://www.peakshaper.no/siteassets/whitepapers/whitepaper___practical_experiences_of_battery_operation_in_radial_norwegian_rural_grid.pdf (visited on 10/04/2024).
- [16] FN-sambandet. 'Ren energi til alle'. (18th Sep. 2023), [Online]. Available: <https://fn.no/om-fn/fns-baerekraftsmaal/ren-energi-til-alle> (visited on 13/05/2024).
- [17] CINELDI. 'About cineldi'. (), [Online]. Available: <https://www.sintef.no/projectweb/cineldi/about/> (visited on 15/04/2024).

-
- [28] U. Eminoglu and M. H. Hocaoglu, 'Distribution systems forward/backward sweep-based power flow algorithms: A review and comparison study', *Electric Power Components and Systems*, vol. 37, pp. 91–110, 2008. DOI: <https://doi.org/10.1080/15325000802322046>.
- [29] Y. Ju, W. Wu, B. Zhang and H. Sun, 'An extension of fbs three-phase power flow for handling pv nodes in active distribution networks', *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 1547–1555, 2014. DOI: 10.1109/TSG.2014.2310459.
- [30] O. B. Fosso, 'Pydsal - python distribution system analysis library', PowerCon 2020 - IEEE International conference on power system technology, Bangalore, India, 2020. DOI: 10.1109/POWERCON48463.2020.9230554.
- [31] 'Informasjon om olav bjarte fosso, ntnu'. (), [Online]. Available: <https://www.ntnu.no/ansatte/olav.fosso> (visited on 12/04/2024).
- [32] S. norske leksikon (2005-2007). 'Ekvivalentskjema'. (), [Online]. Available: <https://snl.no/ekvivalentskjema> (visited on 16/04/2024).
- [33] Statnett. 'Tall og data fra kraftsystemet'. (), [Online]. Available: <https://www.statnett.no/foraktorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/#produksjon-og-forbruk> (visited on 03/05/2024).
- [34] Nordpool. 'Power system consumption'. (), [Online]. Available: <https://data.nordpoolgroup.com/power-system/consumption?deliveryDate=2024-05-01&deliveryAreas=NO1&aggregation=Hourly> (visited on 03/05/2024).
- [35] NVE. 'Energy and effect'. (), [Online]. Available: <https://www.nve.no/energy-consumption-and-efficiency/energy-consumption-in-norway/energy-and-effect/> (visited on 03/05/2024).
- [36] Researchgate. 'Advanced functional materials'. (), [Online]. Available: https://www.researchgate.net/figure/Energy-density-comparison-of-different-battery-chemistries-Volumetric-energy-density_fig4_343340778 (visited on 17/04/2024).
- [37] Evesco. 'Battery energy storage: How it works, and why it's important'. (), [Online]. Available: <https://www.power-sonic.com/blog/what-is-battery-energy-storage/> (visited on 21/04/2024).
- [38] X. Q. Chen. 'Sodium sulfur battery'. (), [Online]. Available: <https://ziang.binghamton.edu/sodium-sulfur-battery/> (visited on 26/04/2024).
- [39] K. Anderson. 'Sodium batteries: A better alternative to lithium'. (), [Online]. Available: <https://greenly.earth/en-us/blog/ecology-news/sodium-batteries-a-better-alternative-to-lithium> (visited on 23/04/2024).

Vedlegg

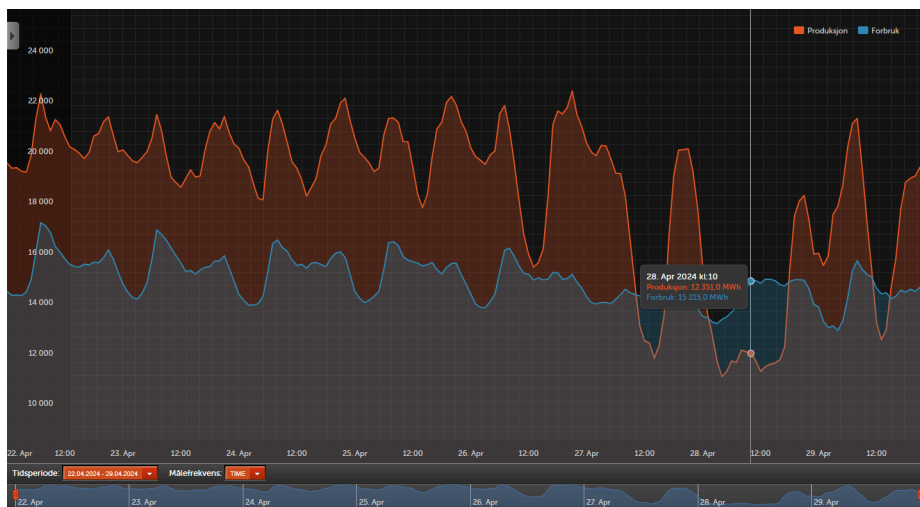
A Kode

```
#Sort all buses by input field
def sortBusListByLoss(self, lose):
    if lose == 'dPlossdP':
        return sorted(self.BusList, key=lambda Bus: Bus.dPlossdP, reverse=True)
    elif lose == 'dPlossdQ':
        return sorted(self.BusList, key=lambda Bus: Bus.dPlossdQ, reverse=True)
    elif lose == 'dQlossdP':
        return sorted(self.BusList, key=lambda Bus: Bus.dQlossdP, reverse=True)
    elif lose == 'dQlossdQ':
        return sorted(self.BusList, key=lambda Bus: Bus.dQlossdQ, reverse=True)
    else:
        print('Wrong input parameter for sortBusListByLoss')
```

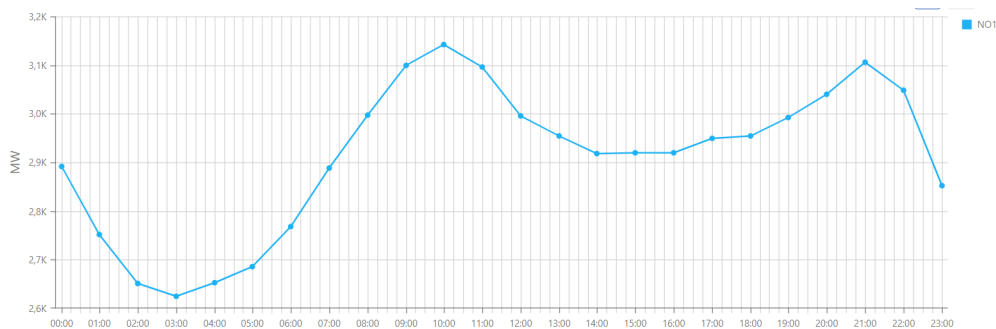
B Batterieffekt

For å bestemme effekten til batterisystemer som skal kutte effekttopper er det typisk å se på de to effekttoppene for forbruk en ser i løpet av et døgn. Effekten blir ofte valgt til å være differansen mellom den høyeste toppen og bunnpunktet mellom de to toppene. Det er mulig å kutte lavere enn bunnen mellom toppene, men da vil batteriet tilføre effekt over et drastisk større tidsrom, noe som vil kreve mye større kapasitet, kWh. Denne undersøkelsen av et norsk distribusjonsnett er stasjonær med et sett øyeblikksverdier, så det er bare effekten til batteriet som blir estimert, ikke kapasiteten.

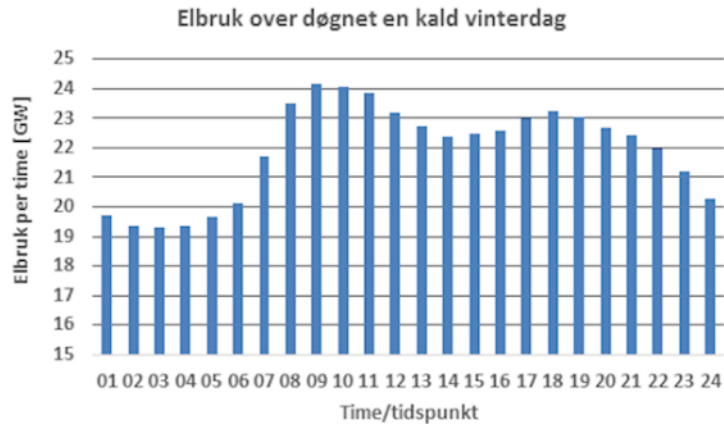
Det er som følge av anonymiseringen ukjent hvor i Norge bakgrunnsdataene til CINELDI MV er hentet fra, og å prosessere tidsseriene for del to av datasettet hadde blitt veldig tidsomfattende. Derfor estimeres en batterieffekt for kutting av effekttoppene ut fra de tre grafene vist i Figur 8, 9 og 10 som gjelder for ulike belastninger og forskjellige deler av landet. Er belastningen i CINELDI MV hovedsaklig boligfelt, vil den realistisk sett ha en mer varierende forbrukskurve enn disse grafene som omhandler alt innenfor et stort område. Her inkluderes næring og industri, som driftes ulikt fra boliger og gjerne store deler av døgnet.



Figur 8: Norges effektforbruk 22-29 april 2024 [33]



Figur 9: Effektforbruk for NO1 01.05.2024 [34]



Figur 10: Belastningskurve for et stort område på vinterstid [35]

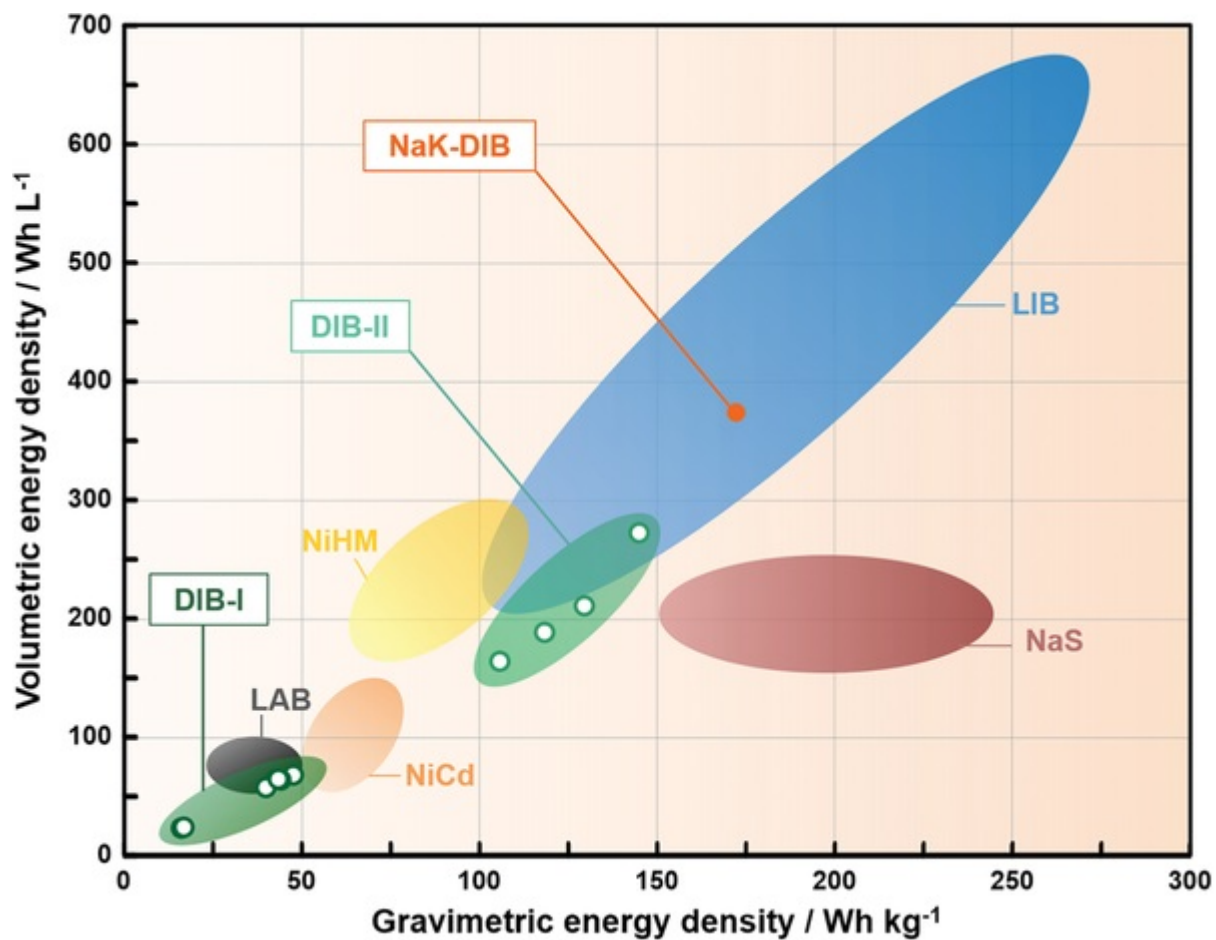
Ligning 23 under brukes for å finne ut hvor stor andel differansen mellom den største toppen og bunnen mellom de to toppene utgjør av den total effekttoppen.

$$P_{Batterisystem} = \left(1 - \frac{P_{bunnmellomtopper}}{P_{topp}}\right) \cdot 100\% \quad (23)$$

Ligning 23 : Formel for estimering av batterieffekt.

Resultatet var 9,41% for Figur 8 (den største av de), 7,16% for Figur 9 og 7,47% for Figur 10. Estimeringen av batterieffekten baseres derfor på 10% av den totale aktive belastningen. Dette utgjør 457,6 kW for CINELDI MV, som rundes opp til 500 kW. Systemet som er valgt blir dermed to batterier på 250 kW. Det utgjør 10,93% av total last.

C Egenskaper



Figur 11: Massetetthet for batteri [36]

Fra Figur 11 kan man se "Volumetric energy density" og "Gravimetric energy density". En høyere VED gir et mindre fysisk volum, mens en høyere GED gir en lavere vekt.

Type batteri	Livsforløp for batteri [år]
LIB	10
LAB	2
NaS	15

Tabell 13: Batterilivsforløp

Tabell 13 er et akkumulert estimat for forventet levetid for 3 forskjellige typer batteri ved en felles RTE på 75%. Dette kommer av en amerikansk rapport med tabeller fra kap.4 på s.15, 18 og 22 [20].

LAB	LIB	NaS
Krever betydelig mer materiale kanskje 5-6 ganger for å oppnå samme effekter som ved LIB	Plassbesparende på grunn av høy massetetthet . Figur 11	Krever omtrent 2 ganger så mye materiale som ved bruk av LIB
Kan kategoriseres i 2 hovedgrupper: VLA og VRLA VLA trenger vedlikehold med etterfylling av destillert vann VRLA er i grunn vedlikeholdsfritt med gel som motvirker lekkasjer Brukes som de er til de går i stykker og byttes.	Ikke noe ekstraordinært vedlikehold Må allikevel ta hensyn til andre faktorer. F.eks. unngå utladning av batteri med høyere DOD enn det er designet for. En frekventvis høy DOD kan forkorte levetiden til batteriet.	Opererer med høye temperaturer rundt 350°. [37] Trenger tiltak for sikkerhet og løsninger for den høye varmen.
Velutprøvd teknologi og er lett å produsere, men varer ikke så lengde. Optimistisk levetid på 2 år. Tabell 13	Levetid på 10 år	Levetid på 15 år
Mye tydeligere spenningsfall under utladning.	Holder en jevn spenning selv om de lades ut.	Ingen selvutladning, og meget rask responstid til endringer i nettet. [38]
Er giftig, men har en høy resirkuleringsrate på 99% [20, kap.4 s.16]	Har mange gunstige egenskaper i bruk, men stiller svakt når det kommer til resirkulering. [39]	Består av natrium og svovel som er veldig vanlig i naturen og er resirkuleringsvennlig men ikke høyt fokus på det ennå.

Tabell 14: Sammenligning av batteritypene: Bly, litium, og natriumsvovel

Plassering av batteri i et 22 kV distribusjonsnett for reduksjon av effekttap ved bruk av lastflyt og sensitiviteter

Bachelorgruppe E2430 : Aleksandar Jovanovic, Gaute Bjørdal, Henrik Tokle og Stine Sandsund Larsen

20.05.2024

Bakgrunn

- Det er et økende behov for energi, spesielt med tanke på energi som er fornybar.
- Kapasitetsutfordringer og variasjoner i forsyning og etterspørsel gjør at det i større grad investeres i nettbatterier.
- Kan plasseringen av slike batterier bidra til å redusere effekttap?

Oppgaven

- Det plasseres to batteri i et 22 kV distribusjonsnett for å se om plasseringen kan bidra til å redusere effekttap i nettet.
- Plasseringen skjer i et referansenett utviklet av CINELDI og baserer seg på lastflytanalyse og sensitiviteter for aktive effekttap.
- Det blir også sett litt på batteriteknologi.

Metode

- Et objekt orientert Python-bibliotek, PyDSAL, er benyttet for å simulere distribusjonsnettet, gjøre lastflytanalyser og beregne sensitiviteter.
- Ulike scenarier er undersøkt: optimal plassering, tilfeldig plassering og opplading av batteriene.

Resultater

- Sensitivitetene er høyere med større distanser fra hovedforsyningen.
- Plassering av batteriene ved nodene med størst sensitiviteter reduserte mest tap, hvor tilførsel av aktiv effekt har hatt mest påvirkning på reduksjon av tap.
- Opplading av batteriene på sensitive noder førte til betydelige tap, og svekket det totalt reduserte tapet.

Konklusjon

- Optimal plassering av batteriene ga et svakere resultat enn først antatt.
- Plasseringen ga størst reduksjon av tap, men ikke så mye mer enn andre nærliggende noder. Den forårsaket også størst oppladingstap.
- Har fortsatt fordeler med å redusere tapet mest mulig ved effekttoppene.

Videre arbeid

- Tap kan undersøkes på tidsserier
- Spenningsoptimalisering
- Videre utvikling av nettet

