

Smarte løsninger i distribusjonsnett med høy grad av distribuert produksjon

Runa Skårdal Hegstad

Master i energi og miljø

Innlevert: januar 2014

Hovedveileder: Jan Andor Foosnæs, ELKRAFT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Problembeskrivelse

Innslag av distribuert produksjon i distribusjonsnettet er økende. I Norge er det mest små vannkraftverk, men det forventes at også småskala sol- og vindkraft som mates inn i distribusjonsnettet kommer etter hvert. Dagens distribusjonsnett er dimensjonert som forsyningsnett, dvs. at effektretningen er bare én vei, fra innmatingspunkt til forbruker. Med økende grad av distribuert produksjon vil man oppleve at effektretningen kan skifte med varierende grad av lastuttak og produksjon (sommer, vinter, nedbør, vind, sol osv).

Denne nye situasjonen gir nettselskapene nye utfordringer som, spenningsprang, økte nettap og overharmoniske frekvenser. Det er ikke gitt at oppgradering av linje- og kabeldimensjonene er eneste løsning. Det må søkes etter nye smarte løsninger for å omgå problemene på en effektiv måte.

Lagring av elektrisk energi store batteristasjoner er en ny filosofi som er aktualisert, spesielt i Europa med svært store innslag av sol- og vindkraft. Det snakkes om batterier med ytelse fra 10 kW til opptil flere MW. Denne teknologien er ennå lite utprøvd i Norge. Det er derfor aktuelt å gjennomføre en studie for å finne ut av hvilke muligheter denne teknologien har for å avhjelpe problemene som oppstår med mye distribuert produksjon i distribusjonsnettet.

Konkrete problemstillinger:

- Hvordan kan man modellere batteri i lastflytberegningene?
- Hvordan påvirkes spenningsprofilen langs distribusjonsradialen?
- Hvordan påvirkes nettapene?
- Er små batteristasjoner en aktuell løsning?
- Hvor bør batteriet lokaliseres, ved lasttyngdepunktet eller ved kraftverket?
- Det bør regnes på en konkret distribusjonsradial, et usecase.

Oppgaven gitt: 03.09.2013

Hovedveileder: Jan Andor Foosnæs

Oppdragsgiver: NTE Nett AS

Forord

Denne rapporten er et resultat av arbeidet med den avsluttende masteroppgaven ved Norges teknisk–naturvitenskapelige universitet, NTNU, ved Institutt for elkraftteknikk høsten 2013 - januar 2014. Oppgaven er gitt av NTE Nett AS, og er en studie av hvorvidt lagring av elektrisk energi kan avhjelpe nettproblemene som oppstår ved mye distribuert produksjon i distribusjonsnett.

Oppgaven består av en teoretisk del og en praktisk del. Den teoretiske delen er en videreføring av prosjektoppgaven som ble utført høsten 2012. I prosjektoppgaven ble det undersøkt hvordan nettproblemer som oppstår på grunn av distribuert produksjon kan reduseres.

I denne masteroppgaven blir det i teoridelen undersøkt hvilken nytteverdi lagring av elektrisk energi har i distribusjonsnett. Den praktiske delen er gjennomført ved hjelp av simuleringverktøyet DigSilent PowerFactory. Innlæring av et helt nytt program har vært tidkrevende.

I den praktiske delen er det foretatt dynamiske analyser av batterier tilknyttet en reell distribusjonsradial i Snåsa, Nord-Trøndelag. Det er undersøkt om batterier kan redusere effektopper og jevne ut effektflyten mellom distribusjonsradialen og regionalnettet samt redusere spenningsprang i distribusjonsradialen.

Jeg vil først takke min veileder ved NTNU, Jan Andor Foosnæs for samarbeidet og gode innspill underveis i arbeidet. En takk rettes også til Rune Paulsen ved NTE Nett AS for praktiske råd og konstruktive tilbakemeldinger. I tillegg ønsker jeg å takke stipendiat ved Institutt for elkraftteknikk, Dinh Thuc Duong, for praktiske råd knyttet til DigSilent PowerFactory.

27.januar 2014

Runa Skårdal Hegstad

Sammendrag

Denne masteroppgaven er en studie av hvorvidt lagring av elektrisk energi kan avhjelpe nettproblemer som oppstår i distribusjonsnett med høy grad av distribuert produksjon. Oppgaven er gitt av NTE Nett AS og er delt inn i en teoretisk del og en praktisk del.

I den teoretiske delen er det blitt undersøkt hvilken påvirkning distribuert produksjon har på distribusjonsnettet, hvilke nettproblemer som normalt forekommer, og hvordan nettproblemene tradisjonelt har blitt løst. Tradisjonelle løsninger har enten lav nytteverdi eller høy kostnad, og det er derfor studert hvordan lagring av elektrisk energi kan avhjelpe nettproblemene som oppstår i distribusjonsnett med høy grad av distribuert produksjon. Batterier er svært fleksible og er per dags dato den mest aktuelle energilagringsteknologien for distribusjonsnett. Batterier i distribusjonsnett er et hett tema rundt om i verden, men er ennå lite utprøvd i Norge.

Det ble konkludert med at batterier som tilknyttes distribusjonsnett med mye fornybar produksjon bør ha en lav SOC på rundt 20 %. Slike batterier blir kalt *deep-cycle*-batterier. Batteriets egenskaper er blitt grundig studert i teoridelen og batterikarakteristikken er avhengig av SOC, opp- og utladingshastighet, temperatur, og batteriets effekt og lagringskapasitet.

I den praktiske delen ble det studert om batterier kan redusere effekttopper og jevne ut effektflyten fra regionalnettet, samt redusere spenningsprang i en distribusjonsradial. Den praktiske delen ble gjennomført ved å benytte en reell radial med to elvekraftverk fra Snåsa i Nord-Trøndelag. De to uregulerbare elvekraftverkene, Bruavollelva og Gravbrøtfoss, hadde en installert effekt på henholdsvis 3,9 MW og 2,1 MW. Radialen ble modellert i det dynamiske analyseverktøyet DigSilent PowerFactory, på bakgrunn av komponentdata fra NetBas og «Planleggingsboka for kraftnett».

Det har blitt gjennomført dynamiske analyser for tre scenarioer. I scenario 1 ble et 3 MVA batteri plassert ved Bruavollelva og benyttet til langtidslagring. I scenario 2 ble et 2 MVA batteri plassert ved Bruavollelva og benyttet for korttidslagring. I scenario 3 ble det samme batteriet som i scenario 2 plassert ved Gravbrøtfoss og benyttet for å redusere spenningsprang. For alle tre scenarioene ble batteriets SOC, størrelse og plassering undersøkt samt hvordan batteriet ville påvirke spenningsprofilen og linjetapene i radialen.

Plasseringen av batteriene i scenario 1 og 2 ble valgt på bakgrunn av hvor på radialen batteriet oppnådde størst nytteevne. Resultater fra simuleringene i DigSilent PowerFactory viste at batteriet i scenario 1 og 2 reduserte effekttoppene og jevnet ut effektflyten fra regionalnettet. I scenario 1 ble den maksimale effektleveransen fra regionalnettet redusert med 1,5 MW. Det maksimale effektuttaket fra radialen ble redusert med 1 MW. I scenario 2 ble både effektleveransen og effektuttaket fra regionalnettet redusert med 1 MW. De totale linjetapene økte med henholdsvis 0,01 MW og 0,02 MVar når batteriet ble tilkoblet radialen for både scenario 1 og 2. Årsaken til at tapene økte er at batteriet i DigSilent PowerFactory forbruker reaktiv effekt når batteriet lades ut, og produserer reaktiv effekt når batteriet lades opp. Den reaktive effektflyten i batteriet overgår dermed den eventuelle tapsreduksjonen i linjene slik at virkningsfordelen med tanke på linjetap blir lavere med batteri. Spenningsprofilen i radialen reduseres når batteriet lades opp og lades ut i begge scenarioene. Også her er det den reaktive effektflyten i batteriet som er årsaken. I scenario 1 ble ikke minimumsgrensen for SOC overholdt, siden den tilsynelatende effekten for batteriet var for lav i forhold til batteriets lagringskapasitet. I scenario 2 ble minimumsgrensen for SOC overholdt.

I scenario 3 ble batteriet for å redusere spenningsprang plassert ved Gravbrøtfoss. Denne plasseringen ga størst nytteverdi. Det største spenningspranget i radialen ble beregnet til 3,38 % ved Gravbrøtfoss. Når batteriet ble tilkoblet ble spenningspranget redusert til 2,68 %. Ut fra SOC-verdiene kom det tydelig frem at batteriet for å redusere spenningsprang var overdimensjonert. Det ble også funnet ut at ved å øke batteriets tilsynelatende effekt var det mulig å redusere spenningspranget ytterligere.

Abstract

This master thesis contains a study on whether storage of electrical energy can alleviate grid problems that arise in distribution grids with large amount of distributed generation. This master thesis is given by NTE Nett AS and is divided into a theoretical- and practical-section.

In the theoretical section, it has been investigated what impact distributed generation has on the distribution grid, which grid problems that normally arise, and how grid problems have traditionally been solved. Traditional solutions have either high costs or low efficiency, and it is therefore studied how storage of electrical energy can alleviate grid problems that occur with large amount of distributed generation in distribution grids. Batteries are very flexible and are currently the most applicable energy storage technology for distribution grids. Connecting batteries to the grid is a hot topic around the world, but batteries are so far untested in power grids in Norway.

It is concluded that batteries connected to distribution grids with large amount of renewable generation should have a low SOC at around 20%. Such batteries are called *deep-cycle*-batteries. Battery characteristics have been thoroughly studied in the theoretical section and it has become clear that the battery characteristic depends on SOC, how fast the battery is charged and discharged, temperature, and battery power and storage capacity.

It has been investigated in the theoretical section whether batteries can be used for peak shaving and load leveling, and to reduce voltage step in a distribution grid. The practical section was conducted by using an actual distribution grid with two small hydro power plants in Snåsa, Nord-Trøndelag. The two hydro power plants, Bruavollelva and Gravbrøtfoss, had an installed capacity of 3,9 MW and 2,1 MW. The distribution grid was modeled in the dynamic simulation tool DigSilent Power Factory based on component data from the stationary simulation tool NetBas and «Planleggingsboka for kraftnett».

Dynamic simulations have been implemented for three scenarios. In Scenario 1, a 3 MVA battery used for long term storage was located at Bruavollelva. In Scenario 2, a 2 MVA battery used for short term storage was located at Bruavollelva. In Scenario 3, a 2 MVA battery used to reduce voltage step was located at Gravbrøtfoss. For all three scenarios the battery SOC, size and location was examined as well as how the battery would affect the voltage profile and line losses in the distribution grid.

Locations of the battery in Scenario 1 and 2 were selected on the basis of where in the distribution grid the battery had highest efficiency. Results from simulations in DigSilent Power Factory showed that the battery in Scenario 1 and 2 could be used to shave peaks and load leveling. In Scenario 1, the maximum power delivery from the regional grid was reduced by 1,5 MW. The maximum power output from the distribution grid decreased by 1 MW. In Scenario 2, both the power supply and the power output from the regional grid decreased by 1 MW. In both scenarios the total line losses increased with 0,01 MW and 0,02 MVar. The battery in DigSilent Power Factory consumes reactive power from the grid when the battery discharges and produces reactive power when the battery is charging. The line losses therefore increase because of the flow in reactive power. The reactive power flow in the battery thus exceeds the potential reduction in line losses. The voltage profile in the distribution grid is reduced when the battery is charged and discharged in both scenarios. The voltage reduction is also caused by the reactive power flow in the battery. In Scenario 1 the minimum limit of SOC was not complied because the apparent power of the battery was too low compared to the battery capacity. In Scenario 2, the limits of SOC were complied.

In Scenario 3 the battery to reduce voltage step was located at Gravbrøtfossen. This location gave the highest efficiency. The largest voltage step was 3.38 % at Gravbrøtfossen. When the battery was connected to the distribution grid the voltage step was reduced to 2.68%. Based on the SOC values it became clear that the battery for reducing voltage step was oversized. It was also found that it was possible to further reduce the voltage step by increasing the apparent power of the battery.

Innhold

Problembeskrivelse	i
Forord	iii
Sammendrag	v
Abstract	vii
Tabeller.....	xiv
Forsidebilde.....	xiv
Figurer	xv
Ordliste	xix
Forkortelser	xix
1. Innledning.....	1
2. Distribuert produksjon.....	3
2.1 Status for distribuert produksjon i Norge	3
2.2 DG-enheter i Norge	5
3. Tilknytning av lokal produksjon i dagens distribusjonsnett.....	8
3.1 Tradisjonelt distribusjonsnett	8
3.2 Integrasjon av DG-enheter.....	9
3.3 Lover og forskrifter for nettselskap ved tilknytning av lokal produksjon.....	10
3.4 Nettproblemer ved integrering DG-enheter.....	11
3.4.1 Effektflyt i kraftsystemet.....	11
3.4.2 Spenningskvalitet	12
3.4.3 Termiske belastninger	13
3.4.4 Leveringspålitelighet.....	13
3.4.5 Stabilitet, vern og brytere	13
3.5 Tradisjonelle løsninger på nettproblemer	14
3.5.1 Nettinvesteringer	14
3.5.2 Spenningsregulering.....	14

3.5.3	Styring av aktiv og reaktiv effekt	15
3.6	Hvorfor trenger vi nye tekniske løsninger på nettp problemer?	16
4.	Nye tekniske løsninger	17
4.1	Smart Grid gir muligheter for økt kommunikasjon og sanntidskoordinering	17
4.1.1	Avanserte måle- og styringssystemer	17
4.1.2	Spenningsbooster	18
4.1.3	Energilagring	18
4.1.4	Smart Grid i kombinasjon med spenningsbooster og energilagring	19
5.	Teknologier innen energilagring	20
5.1	Magasinert vannkraft	20
5.2	Pumpekraftverk	20
5.3	Compressed Air Energy Storage	21
5.4	Batterier	21
5.5	Strømningsbatterier	22
5.6	Svinghjul	22
5.7	Super Conducting Magnetic Energy Storage	23
5.8	Superkondensatorer	23
5.9	Thermal Energy Storage	23
6.	Lagringskategorier og tjenester ved energilagring	24
6.1	Egenskaper ved lagringsteknologi	24
6.1.1	Virkningsgrad	24
6.1.2	Levetid og aldringsprosess	24
6.1.3	Responstid	24
6.1.4	Lagringskategorier	24
6.2	Tjenester og positive innvirkninger på kraftnettet	26
6.2.1	Lastutjevning, minimering av effekttopper og reduksjon av tap	26

6.2.2	Kort- og langvarig ubalanse mellom produksjon og forbruk, og reserveforsyning	27
6.2.3	Leveringskvalitet	28
6.2.4	Fordeler for sluttbruker	28
7.	Energilagring i distribusjonsnettet	29
7.1	Hvilke lagringsteknologier er aktuelle for distribusjonsnettet?	29
7.1.1	Evaluering av lagringsteknologier i distribusjonsnettet	29
7.1.2	Batterier i lavspenningsnett	31
7.1.3	Batterier i høyspenningsnett	31
8.	Hvordan fungerer batteriet	32
8.1	Ideelt batteri	32
8.2	C-rate	33
8.3	Oppladning/Utladning og lagringstid	33
8.4	Batteri og temperatur	33
8.5	Utladingsdybde og utladingssyklus	34
8.6	Tap ved opplading og utlading	35
8.7	Effekt vs. energi og utladingstid	37
9.	Batteri i distribusjonsnett	38
9.1	Valg av nettproblemer	38
9.2	Plassering av batterier	39
9.3	Spenningsprofil	39
9.4	Linjetap	40
9.5	Batteri for reduksjon av effekttopper og spenningsprang	40
10.	Beskrivelse av planområdet i NetBas	41
10.1	Beskrivelse av distribusjonsradialen i Snåsa	41
10.2	Nettselskapets funksjonalitetskrav	42
10.3	Fastsetting av produksjonsenhetenes egenskaper	42

10.4	Tilstandsopplysninger for Snåsa-22SN1	43
10.4.1	Stasjonære spenninger	43
10.4.2	Spenningsprang.....	44
10.4.3	Effektflyten i Snåsa-22SN1	44
11.	Simuleringsverktøy	46
11.1	DigSilent PowerFactory	46
11.2	Forfatters erfaring med DigSilent PowerFactory	46
11.3	Beskrivelse av scenarioer.....	47
12.	Modellering av Snåsa-22SN1 og de tre scenarioene.....	48
12.1	Modellering av Snåsa-22SN1-radialen	48
12.1.1	Typer	48
12.1.2	Modellering av linjer og kabler i DigSilent PowerFactory	49
12.1.3	Modellering av regionalnettet i DigSilent PowerFactory.....	50
12.1.4	Modellering av laster og transformatorer i DigSilent PowerFactory	50
12.1.5	Modellering av DG-enheter i DigSilent PowerFactory.....	51
12.2	Modellering av de tre scenarioene.....	53
12.2.1	Scenario 1: langtidslagring.....	53
12.2.2	Scenario 2: korttidslagring	58
12.2.3	Scenario 3: batteri for å redusere spenningsprang.....	60
13.	Analyse av standardbatteriet i DigSilent PowerFactory.....	61
13.1	Beskrivelse av batterimodellen i DigSilent PowerFactory.....	61
13.2	Analyse av standardbatteriet tilknyttet Snåsa-22SN1	62
14.	Simuleringer av de tre scenariene	67
14.1	Scenario 1: batteri for langtidslagring	67
14.1.1	Batteriets innstillinger	67
14.1.2	Dynamiske simuleringer av batteri for langtidslagring.....	68
14.1.3	Linjetap og spenningsprofil.....	69

14.1.4 SOC-karakteristikken	69
14.2 Scenario 2: batteri for korttidslagring	71
14.2.1 Batteriets innstillinger	71
14.2.2 Dynamiske simuleringer av batteri for korttidslagring	72
14.2.3 Linjetap og spenningsprofil.....	74
14.2.4 SOC-karakteristikk.....	75
14.3 Scenario 3: redusere spenningsprang.....	76
14.3. 1 Hendelsesforløp.....	76
14.3.2 Innkobling av batteriet	78
14.3.3 SOC-karakteristikk.....	79
15. Resultat og diskusjon	81
15.1 Programmessige avvik i DigSilent PowerFactory	81
15.2 Oppsummering av de tre scenarioene	82
15.3 Diskusjon om resultatene fra scenarioene	83
15.4 Analyse av forfatters avgrensing.....	85
16. Konklusjon	87
17 Videre arbeid	90
Referanseliste	92
Vedlegg	102

Tabeller

Tabell 13.1 Standardbatteri i DigSilent PowerFactory	65
Tabell 13.2 Charge Control for Standardbatteri.....	65
Tabell 13.3 PV Controller for Standardbatteri	65
Tabell 13.4 Frequency Controller for Standard Batteri.....	66
Tabell 14.1 Innstillinger for batteri med langtidslagring	67
Tabell 14.2 Innstillinger for batteri med korttidslagring.....	71

Forsidebilde

Forsidebildet er hentet fra hjemmesiden til *Independent Statistics & Analysis, US Energy Information Administration*, eia. Bildet er endret til å passe oppgavens innhold [1].

Figurer

Figur 2.1 Konesjonssøknader 2.kvartal 2013 [10].....	4
Figur 2.2 Produksjon av vind- og vannkraft vs elektrisitetsforbruket i Norge [11].....	5
Figur 2.3 Installert vindkraft i Norge [14].....	6
Figur 2.4 Gjennomsnittlig solinnstråling (kWh) per kvadratmeter [77]	6
Figur 3.1 Tradisjonelt kraftnett [16].....	8
Figur 3.2 Toveis effekt- og kommunikasjonsflyt [16]	9
Figur 3.3 Spenningsforandring i radialer med DG-enheter [24]	12
Figur 3.4 Nytt nett og tverrsnittoppgradering [24].....	14
Figur 3.5 Spenningsregulering [24]	15
Figur 3.6 Teknologier for kontroll av reaktiv effekt [24]	16
Figur 4.1 Ulike teknologier innen energilagring [35]	18
Figur 5.1 Vannkraftverk med magasin [38]	20
Figur 5.2 Underjordisk CAES-system [39].....	21
Figur 6.1 Bruksområder for ulike lagringsteknologier [47].....	25
Figur 6.2 Redusere effekttopper med energilagring [50].....	26
Figur 6.3 Utjevning produksjonsmønster ved bruk av batteri [52]	27
Figur 6.4 Kortvarig reserveforsyning ved bruk av energilager [53]	28
Figur 7.1 Energilagerets tjenester og nødvendig tid [55].....	29
Figur 8.1 Ideelt batteri [62]	32
Figur 8.2 Opplading og utlading av en battericelle [64]	33
Figur 8.3 Batteriets kapasitet, temperatur og utladningshastighet [65].....	34
Figur 8.4 Lead-acid batteri og sammenhengen mellom temperatur, antall utladingscykluser og utladingsdybden [61].....	35
Figur 8.5 Batteritap og spenningskurve ved utlading av batteri [70].....	36
Figur 8.6 Opplading og utlading av batteri med spenningsgrense [70]	37
Figur 10.1 Kart over Snåsa-22SN1 og DG-enhetene	41
Figur 10.2 Oppsett av produksjonsenhet.....	42
Figur 10.3 Generator Bruavollelva.....	43
Figur 10.4 Aktiv effektflyt ved "null produksjon - maksimalt forbruk"	44
Figur 10.5 Aktiv effektflyt ved "maksimal produksjon - minimum forbruk"	45
Figur 12.1 Snåsa-22SN1-radialen i DigSilent PowerFactory	48
Figur 12.2 Innstillinger for linjetype Feal 1x120	49

Figur 12.3 Sammenheng for den aktuelle linjen og innsetting av linjelengde.....	50
Figur 12.4 Modellering av Bruavollelva	51
Figur 12.5 Innstillinger for Bruavollelva	52
Figur 12.6 Lastvariasjon per måned	53
Figur 12.7 Opprette lasthendelser	54
Figur 12.8 Forbruk i Snåsa-22SN1-radialen gjennom ett år.	55
Figur 12.9 Gjennomsnittlig produksjon for ett år	55
Figur 12.10 Opprettelse av generatorhendelse i februar	56
Figur 12.11 Produksjonsmønster for ett år i DigSilent PowerFactory	57
Figur 12.12 Lastvariasjon for ett døgn	58
Figur 12.13 Forbruk i Snåsa-22SN1 for ett døgn.....	59
Figur 12.14 Virkelig produksjonsmønster gjennom ett døgn for Gravbrøtfoss og Bruavollelva	59
Figur 12.15 Produksjonsmønster for ett døgn i DigSilent PowerFactory	60
Figur 13.1 Modell av batterimodellen i DigSilent PowerFactory	61
Figur 13.2 Produksjonsmønster for ett år. Blå linje representerer leveranse/uttak fra regionalnettet.....	62
Figur 13.3 Tilknytning av standardbatteriet	63
Figur 13.4 Produksjonsmønster for ett år med standard batteri	63
Figur 13.5 SOC Standard Batteri	64
Figur 14.1 Batteri med langtidslagring	68
Figur 14.2 Leveranse og uttak fra regionalnettet. Venstre graf: uten batteri. Høyre graf: med batteri.....	69
Figur 14.3 SOC for langtidslagring.....	70
Figur 14.4 Produksjonsmønster for ett døgn.	72
Figur 14.5 Batteri med korttidslagring	73
Figur 14.6 Leveranse og uttak fra regionalnettet uten batteri	74
Figur 14.7 Leveranse og uttak fra regionalnettet med batteri	74
Figur 14.8 SOC for batteri med korttidslagring	75
Figur 14.9 Leveranse og uttak fra regionalnettet ved tunglast.	76
Figur 14.10 Spenningsprang på primærsiden av transformatoren for Gravbrøtfoss og Bruavollelva	77
Figur 14.11 Spenningsprang med et 2MVA batteri koblet inn i Gravbrøtfoss	78
Figur 14.12 Aktiv effekt i Snåsa-22SN1 når batteriet er koblet inn	79

Figur 14.13 SOC for batteri for reduksjon av spenningsprang.....	80
Figur 14.14 Spenningsprang i Gravbrøtfoss med et 4MVA-batteri	80
Figur 15.1 Aktiv og reaktiv effekt ved oppladning og utladning.....	83

Ordliste

- Distribuert produksjon: Produksjonsenheter lokalisert nær sluttbruker.
- Distribusjonsnett: Det elektriske ledningsnettet med spenninger helt opp til 22 kV.
- Regionalnett: Det elektriske ledningsnettet med spenninger mellom 66 kV og 132 kV.
- Sentralnett: Det elektriske ledningsnettet med spenninger mellom 132 kV og høyere.
- Bulk Energy Storage: Langvarig energilagring.
- Distributed Storage : Middelsvarig enerilagring.
- Power Quality Storage: Kortvarig energilagring.

Forkortelser

- DG: Distribuert Generering
- FoL: Forskrift om Leveringskvalitet
- KILE-kostnad: Kostnad for Ikke Levert Energi
- FoS: Forskrift om Systemansvar
- FIKS: Forskrift om Funksjonskrav i kraftsystemer
- OiDG-prosjektet: Optimal Infrastructure for Seamless Integration of Distributed Generation
- AVR: Automatic Voltage Regulator
- AMS-måler: Avanserte Måle- og Styringssystemer
- CAES: Compressed Air Energy Storage
- SMES: Super Conducting Magnetic Energy Storage
- TES: Thermal Energy Storage
- SLI- Starting, Lighting, Ignition
- HydGov :Hydro Turbin governor
- SOC: State Of Charge

1. Innledning

Det er forventet en stor økning i antall distribuert produksjonsenheter tilknyttet distribusjonsnettet i fremtiden. Vannkraft er den dominerende energiressursen for kraftproduksjon her til lands, men det er også forventet en stor økning i sol- og vindkraftinstallasjoner tilknyttet distribusjonsnettet. I Europa har det de siste årene skjedd en markant økning i sol- og vindkraftinstallasjoner, og det er derfor forventet at installasjonspriser i Norge vil minke i årene fremover.

Sol-, vind- og vannkraft opererer med svært ulikt produksjonsmønster og tilknytning av én eller flere små produksjonsenheter fører til endringer i distribusjonsnettet. Distribusjonsnettet får en toveis-effektflyt og dette medfører at spenningsprofilen i radialen endres. Nettproblemer som følge av toveis-effektflyt har tradisjonelt blitt løst med teknologier som spenningsregulering, styring av aktiv og reaktiv effekt eller ved å investere i helt nye kraftlinjer. Disse teknologiene har enten en treg respons eller er lite kostnadseffektive.

Nye teknologier som kan redusere nettproblemer ved tilknytning av distribuert produksjon må undersøkes. Lagring av elektrisk energi har den siste tiden blitt et hett tema rundt om i verden. Energilagring er en gammel teknologi som i Norge er benyttet i form av store vannmagasin. For distribusjonsnett er det mer aktuelt med mindre lagringsteknologier med raskere responstid.

Det skal i denne oppgaven undersøkes hvilke teknologier innen energilagring som kan være aktuelle i distribusjonsnett med mye distribuert produksjon. Det skal i denne oppgaven ved hjelp av DigSilent PowerFactory studeres om batterier kan redusere effekttopper og jevne ut effektflyten fra regionalnettet, samt redusere spenningsprang i en distribusjonsradial. En reell radial med to elvekraftverk fra Snåsa, Nord-Trøndelag, skal undersøkes.

Rapporten er bygd opp i to hoveddeler, en teoretisk del og en praktisk del. Kapittel 2 beskriver status for distribuert produksjon i Norge. I kapittel 3 blir det sett på hvordan tilknytning av distribuert produksjon påvirker distribusjonsnettet. Dette kapitlet beskriver hvilke lover og forskrifter nettselskaper må overholde, hvilke nettproblemer som normalt oppstår med distribuert produksjon tilknyttet distribusjonsnett og hvordan nettproblemene tradisjonelt har blitt løst. Kapittel 3 omhandler også en diskusjon om hvorfor nettproblemer bør løses med nyere teknologi. Kapittel 4 omhandler en beskrivelse av Smart Grid og hvordan

økt kommunikasjon og sanntidskoordinering kan gi grobunn for nye teknologier for å redusere nettproblemer. Kapittel 5 gir en generell beskrivelse av ulike teknologier innen energilagring. I Kapittel 6 blir det sett på hvilke egenskaper som må studeres for teknologier innen energilagring. Lagringsteknologier deles inn i kategorier, avhengig av deres egenskaper. Kapittel 6 omhandler også en presentasjon av tjenester energilagring kan bistå med i distribusjonsnett. Kapittel 7 gir en beskrivelse av hvilke teknologier innen energilagring som egner seg i distribusjonsnett. Kapittel 8 gir en grundig beskrivelse av hvordan et batteri fungerer. Felles for alle batterityper er at levetiden avhenger av C-rate, batteriets opp- og utladingskarakteristikk, temperatur, utladningsdybde, tap, og effekt vs. lagringskapasitet. I kapittel 9 blir det analysert hvordan et batteri for reduksjon av effekttopper og utjevning av leveranse/uttak fra regionalnettet vil påvirke distribusjonsnettet. I dette siste kapitlet av den teoretiske delen blir det også undersøkt hvordan et batteri for å redusere spenningsprang vil påvirke distribusjonsnettet. Kapittel 10 innleder den praktiske delen av oppgaven, og inneholder en analyse av distribusjonsradialen i det aktuelle planområdet, funksjonalitetskrav fra NTE Nett AS, beskrivelse av produksjonsenhetene i radialen og tilstandsopplysninger for distribusjonsradialen. I kapittel 11 blir det dynamiske analyseverktøyet DigSilent PowerFactory introdusert. I det samme kapitlet beskrives også de to scenarioene for lastutjevning samt scenarioet for å redusere spenningsprang i radialen. I kapittel 12 er radialen fra Snåsa-området modellert i programmet DigSilent PowerFactory. Kapitlet omhandler også en beskrivelse av hvordan de tre scenarioene er opprettet i DigSilent PowerFactory. I kapittel 13 beskrives og testes det innebygde batteriet i DigSilent PowerFactory i det aktuelle planområdet. Kapittel 14 omhandler simuleringer av de tre scenarioene. For alle scenarioene blir det studert hvor batteriet bør plasseres, batteriets innstillinger og SOC-karakteristikken. For scenario 1 og 2 blir det også undersøkt hvordan tilknytningen av batteriet påvirker linjetapene og spenningsprofilen i radialen.

2. Distribuert produksjon

Distribuert produksjon defineres som produksjonsenheter lokalisert nær sluttbruker. Distribuert produksjon samsvarer med distribuert generering og blir derfor ofte forkortet til DG-enheter. Den produserte effekten for en DG-enhet er opptil 10 MW og utnytter i hovedsak fornybare energiresurser som sol, vind og vann [2]. Kapittel 2 beskriver status for distribuert produksjon i Norge.

2.1 Status for distribuert produksjon i Norge

Den store økningen i installasjoner av DG-enheter er i hovedsak resultat av økt bevissthet rundt fornybar energi, og iverksetting av klimatiltak i Norge og Europa for øvrig. 1.januar 2012 innførte Norge såkalte *grønne sertifikater* som hadde som hensikt å stimulere til økt fornybar kraftproduksjon [3]. Grønne sertifikater har som mål at det skal være lønnsomt for private aktører og små selskap, så vel som store kraftselskap, å investere i og å drive fornybar kraftproduksjon.

Vannkraft er den dominerende energiresursen for kraftproduksjon her til lands, og det første vannkraftverket som forsynte sluttbrukere med strøm ble anlagt i Skien i 1885 [4]. Ved årsskiftet 2012/2013 var hele 1443 vannkraftverk installert i Norge med en samlet ytelse på 30 674 MW. 1109 av disse 1443 vannkraftverkene har en ytelse på mindre enn 10 MW [5].

Den første vindmøllen i Norge som forsynte sluttbrukere ble anlagt på Andøya i 1916. Mer moderne vindturbiner med bedre utnyttelse og med designet vi kjenner i dag ble første gang installert på Titran i 1986 [6]. I 2012 utgjorde kraftproduksjon fra vindressurser 1,1 % av den totale elektrisitetsforsyningen i Norge. 315 vindturbiner var da installert med en samlet ytelse på 704 MW. 2012 ga både produksjons- og utbyggingsrekord for vindkraft her til lands [7]. 19 av de nevnte 315 turbinene har en ytelse på mindre enn 10 MW [8].

Per i dag er det få solcelleanlegg i Norge, og de som eksisterer er lokalisert på eller i bygg. I 2011 var den samlede ytelsen fra solenergi på cirka 8 MW, hvorav cirka 93 % ikke var tilknyttet kraftnettet [9]. Prisene på solceller og solfangere forventes å falle på grunn av mengden anlegg som installeres rundt om i Europa. Med lavere priser kan utnyttelse av solenergi også bli mer aktuelt i Norge.

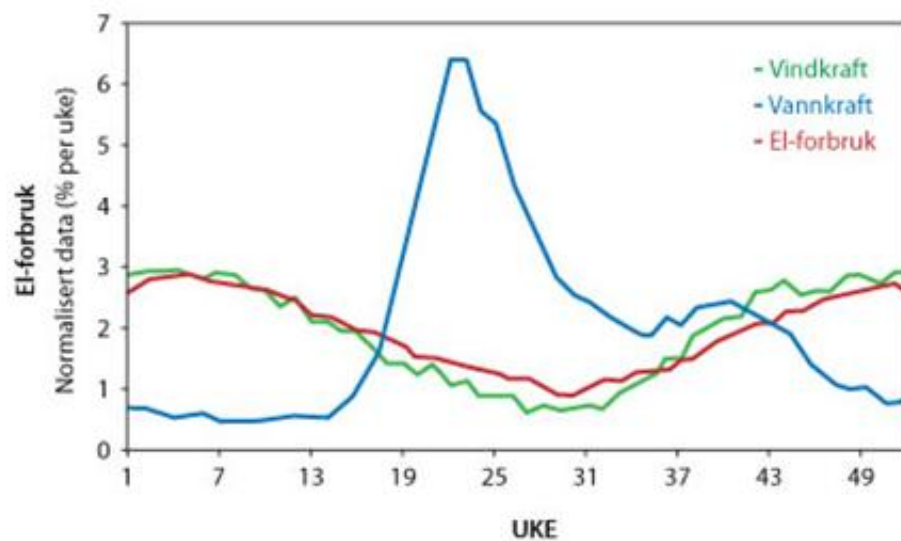
Det forventes svært mange nye prosjekter for vindparker og vannkraftverk rundt om i Norge. Ved inngangen til 2013 var 1,2 TWh vannkraftverk under oppføring og 3,4 TWh godkjent for utbygging [5]. I løpet av 2013 er det også forventet ny vindinstallasjon med samlet ytelse på 97,5 MW, der en normalproduksjon vil levere cirka 2 TWh [8]. Figur 2.1 viser antall saker inne til behandling hos myndighetene i 2.kvartal 2013.

Teknologi	Saker til behandling			Utredningsprogram fastsatt		
	Antall	MW	GWh	Antall	MW	GWh
Små vannkraftverk (<10 MW)	828	2 297	7 256	0	0	0
Opprusting og utvidelse	48	538	1 986	3	165	163
Vannkraft > 10 MW	51	2 443	4 382	4	88	269
Vindkraft	79	8 144	22 964	34	5 358	15 718
Sum	1 006	13 421	36 587	41	5 610	16 150

Figur 2.1 Konesjonssøknader 2.kvartal 2013 [10]

2.2 DG-enheter i Norge

Mesteparten av DG-enheter her til lands er i form av småskala vannkraftverk og vindparker. Det forventes også en økning av solparker i fremtiden. Småskala produksjonsenheter tilknyttes distribusjonsnettet siden den installerte effekten er relativt lav og fordi potensialet befinner seg i griségrende strøk. Produksjonsmønstrene til sol-, vind- og vannkraft varierer betydelig med værforholdene i området. Figur 2.2 viser produksjonsmønstrene for vindkraft og vannkraft i sammenheng med elektrisitetsforbruket over et år. Det kommer tydelig fram i figuren at minimums- og maksimalproduksjon for de ulike DG-enheter inntreffer ved ulike årstider.

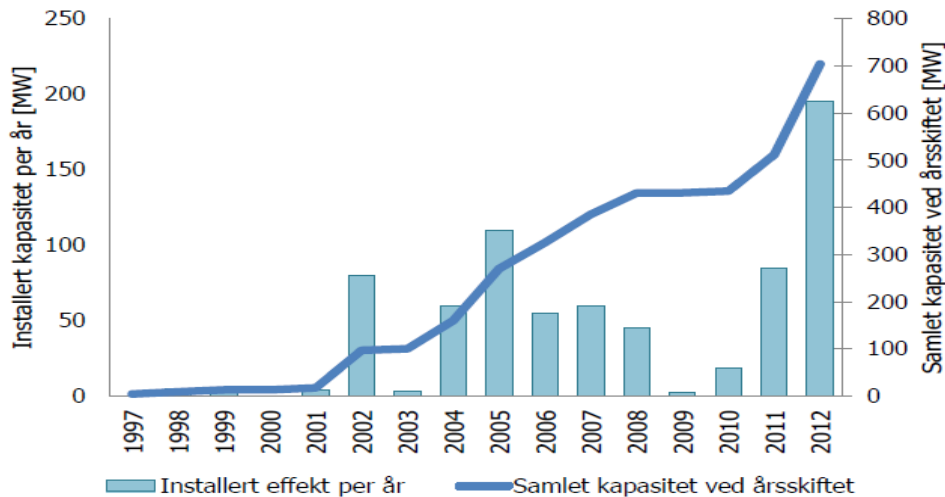


Figur 2.2 Produksjon av vind- og vannkraft vs elektrisitetsforbruket i Norge [11]

Potensialet for små vannkraftverk, også kalt lavtrykkskraftverk, er meget stort i Norge. Mikro-, mini- og småkraftverk installeres normalt i mindre elver og bekker. I motsetning til pumpekraftverk, også kalt høytrykkskraftverk, kan ikke lavtrykkskraftverk reguleres. Miljøinngrepene blir svært små siden magasiner elimineres. Produksjonen er avhengig av tilsig av vann [12], noe som ofte gir en maksimalproduksjon rundt mai til juli på grunn av nedbør og snøsmelting.

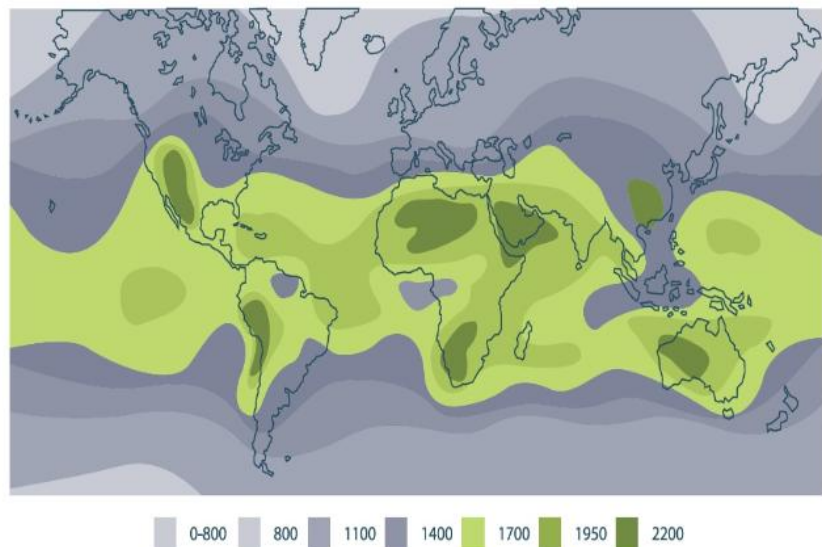
Med mye vind spredt over store arealer er forutsetningene for vindkraftproduksjon i Norge blant de beste i Europa [13]. Det forventes storskala utbygging av vindparker fremover tilknyttet regional- og sentralnettet. Til tross for det store potensialet for vindkraft har det frem til i dag vært liten utbygging av småskala vindparker/vindturbiner i Norge. Denne trenden

ventes å snu i årene som kommer og integrering av småskala vindkraft vil øke både i lavspennings- og høyspenningsnettet. Vindkraft opererer normalt med motsatt produksjonsmønster enn vannkraft slik at maksimalproduksjon for vindkraft oppstår på vinterhalvåret. Størrelsen på produksjonen fra vindturbiner varierer veldig fra dag til dag og fra time til time på grunn av stadig endring i vindhastighet. Figur 2.3 illustrerer økningen av installert kapasitet og samlet kapasitet for vindkraft i Norge fra 1997 til 2012.



Figur 2.3 Installert vindkraft i Norge [14]

Å benytte kraften fra solen til produksjon av elektrisk energi har blitt svært populær rundt om i verden. Mye av skepsisen rundt utnyttelse av solenergi i Norge handler ikke om selve teknologien, men om kostnadene.



Figur 2.4 Gjennomsnittlig solinnstråling (kWh) per kvadratmeter [77]

Solkraftsystemer i Norge er

i dag 30-60 % dyrere enn i Tyskland [15], og dette er en av årsakene til at solkraft ikke er like lønnsomt i Norge som i andre deler av verden. En annen faktor er at solkraft i likhet med vannkraft, er sesongvarierende og har en meget lav produksjon i vinterhalvåret. Solkraft har i likhet med vindkraft en svært varierende produksjon i løpet av en enkelt time. Figur 2.4 viser

gjennomsnittlig solinnstråling i verden i kWh per kvadratmeter. Dette er gjennomsnittlige verdier, og solinnstrålingen vil variere betraktelig i sør-nord utstrekning. Likevel belyser figur 2.4 et interessant paradoks: Norge har i gjennomsnitt like mye solinnstråling som store deler av Europa, men utviklingen med betydelig økning i stor- og småskala integrering av solkraftsystemer som man ser i store deler av Europa, ser man ikke i Norge.

Med ny teknologi og lavere materialkostnader forventes det at prisene på solkraftanlegg vil reduseres betraktelig i årene fremover. Dette kan føre til at også privatpersoner og kraftselskaper i Norge ønsker å utnytte solen som kraftressurs i fremtiden. For privatpersoner vil det være snakk om små solsystemer på vegger og tak som tilknyttes lavspenningsnettet, mens kraftselskaper kan se lønnsomheten i å tilknytte store solkraftanlegg til høyspenningsanlegget.

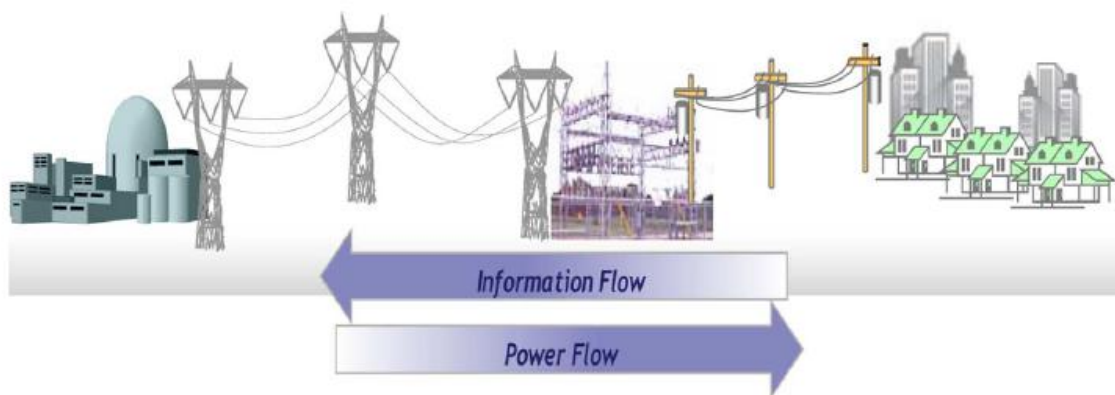
En kombinasjon av ulike DG-enheter kan være spesielt fordelaktig siden produksjonsmønstrene for vind, sol og vann er svært ulike. Vindkraft er den eneste av de nevnte DG-enhetene som har en maksimal produksjon på vinterhalvåret, og minimal produksjon på sommerhalvåret. Sol- og vannkraft har et motsatt produksjonsmønster. Å operere med bare én av de nevnte DG-enhetene kan derfor føre til mangel på nok kraft til å forsyne forbrukerne, særlig på vinterstid når forbruket i Norge er stort. En kombinasjon av sol- og vindkraft eller vann- og vindkraft kan redusere kraftmangelen i disse periodene.

3. Tilknytning av lokal produksjon i dagens distribusjonsnett

Kapittel 3 gir en beskrivelse av det tradisjonelle distribusjonsnettet og hvordan tilknytning av DG-enheter påvirker distribusjonsnettet. Dette kapitlet beskriver hvilke lover og forskrifter nettselskaper må overholde, hvilke nettproblemer som normalt oppstår med DG-enheter i distribusjonsnettet og hvordan nettproblemene tradisjonelt har blitt løst. Kapittel 3 omhandler også en diskusjon om hvorfor nettproblemer bør løses med nyere teknologi.

3.1 Tradisjonelt distribusjonsnett

Det elektriske ledningsnettet med spenninger helt opp til 22 kV kalles distribusjonsnett. Distribusjonsnettet deles inn i to fordelingsnett: høyspennings- og lavspenningsnett. Fordelingsnettet med høyest spenning på 22 kV overfører elektrisk energi og fordeler den elektriske energien til lavspenningsnettet gjennom fordelingsstrafoer. Lavspenningsnettet forsyner elektrisk energi til husstander med en spenning mellom 230-400 V. Distribusjonsnettet eies av nettselskapet som har konsesjon på det geografiske området. Store investeringer ble sist gjort i distribusjonsnettet på 80-tallet, og siden komponentenes levetid er beregnet til cirka 30 år er det nå dags for store reinvesteringer og nyinvesteringer i distribusjonsnettet i årene fremover. Tradisjonelt har distribusjonsnettene operert med en enveis-effektflyt med store produksjonsenheter lokalisert langt fra sluttbrukerne i grisgrendte strøk. Enveis-effektflyt er for nettselskapene enkel å kontrollere, men linjetapene blir betydeligere større når produksjonsenheten er lokalisert langt fra forbrukerne. Figur 3.1 viser hvordan effektflyten i tradisjonelle kraftnett forsynes fra store produksjonsenheter i regionalnettet før det transformeres ned til distribusjonsnivå og forsyner husstander. Figur 3.1 viser også tydelig at informasjonsflyten kun går en vei, fra forbrukere til nettselskapene.



Figur 3.1 Tradisjonelt kraftnett [16]

3.2 Integrasjon av DG-enheter

Integrasjon av DG-enheter utnytter energiresursene på en mer effektiv måte fordi produksjonsenhetene plasseres nær sluttbrukerne. Linjetapene reduseres når avstanden blir mindre. Med mange små produksjonsenheter rundt om i distribusjonsnettene vil effektflyten variere. Effektflyten vil gå to veier avhengig av mengden produksjon og last i kraftnettet. Dette skaper utfordringer for nettselskapene, særlig når flesteparten av DG-enhetene ikke kan reguleres. Med varierende produksjon er det mer utfordrende for systemoperatøren å beholde momentan balanse i kraftnettet. Vann-, vind- og solkraft oppnår maksimal produksjon ved ulike årstider. Ikke-regulerbare kraftkilder produserer uavhengig av forbruket i kraftnettet. Selgere og kjøpere av kraft gjør grovjobben for balansering av produksjon og forbruk, men det er Statnetts ansvar å gjennomføre den endelige balanseringen [17]. Når det oppstår ubalanse i nettet kan Statnett be produsenter av regulerbar kraft øke eller redusere produksjonen. I alvorlige tilfeller kan også store kunder bes om å redusere sitt elektrisitetsforbruk når dette er svært høyt, slik at belastningen på radialen reduseres. Disse løsningsalternativene på ubalanse er kun midlertidige, og kraftnettet kan ikke dimensjoneres med nødvendig hjelp fra produsenter eller forbrukere. Endringer som har funnet sted i distribusjonsnettene i de siste tiårene må tas med i betraktning når nettselskaper nå skal investere i fremtidens distribusjonsnett. Ny effektflyt, ny belastning og produksjon, endringer i forskrifter og lover, og ikke minst nye tekniske løsninger må undersøkes for å oppnå en mer effektiv, sikker og pålitelig overføring av elektrisk energi i distribusjonsnettene [18]. Når investeringer skal gjøres i distribusjonsnettene bruker nettselskapene en analyseperiode på cirka 30 år. Å forutse hendelser 30 år frem i tid er en utfordring for nettselskaper som ikke vet med sikkerhet hvor mange DG-enheter som skal integreres i distribusjonsnettene. En slik usikkerhet resulterer ofte i en over- eller underinvestering av radialer, noe som medfører økonomiske tap for nettselskap. Figur 3.2 illustrerer et kraftnett med toveis-effektflyt og toveis-kommunikasjonsflyt.



Figur 3.2 Toveis effekt- og kommunikasjonsflyt [16]

3.3 Lover og forskrifter for nettselskap ved tilknytning av lokal produksjon

Nettselskapet som har konsesjon i et område har det fulle ansvaret for å overholde de gjeldende lover og forskrifter om nettvirksomhet. NVE har utarbeidet lover og forskrifter for å sikre en sikker og pålitelig kraftforsyning. Gjennom Energiloven som trådte i kraft i 1991 er et nettselskap pliktig i å tilknytte anlegg med produksjon av elektrisk energi til kraftnettet. Unntaksvis kan nettselskapet avgjøre at det er samfunnsmessig lite rasjonelt å tilknytte produksjonsanlegg til kraftnettet. Nettselskapet vil da anslå et kostnadsbidrag for anlegget til utbyggeren. Et slikt kostnadsbidrag kan bli svært høyt hvis nye nettanlegg må bygges, og utbyggeren av produksjonsanlegget må dermed evaluere om prosjektet er lønnsomt [19]. Et nettselskap er gjennom Energiloven pålagt å investere i kraftnettet ved tilknytning av produksjonsanlegg om dette er nødvendig. Ved slike investeringer er det viktig at nettselskapet finner løsninger som fjerner dagens nettproblem, samtidig som fremtidige nettproblemer blir tatt i betraktning.

Forskrift om leveringskvalitet, heretter FoL, har som mål å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i kraftnettet. Leveringskvalitet er et kvalitetsmål på leveringen av elektrisitet i henhold til gitte kriterier [20]. FoL inneholder spesifikke grenser for å oppnå en god leveringskvalitet som nettselskapet til en hver tid må overholde. Nettselskapet er pålagt gjennom FoL å gjenopprette full forsyning til forbrukerne uten ugrunnet opphold ved feil i nettet eller redusert leveringskvalitet [21]. Kostnad for ikke levert energi - *KILE-kostnad* - er en svært dyr utgiftspost for nettselskapet hvis sluttbrukere mister eller opplever redusert forsyningen av elektrisk energi.

Forskrift om systemansvar, heretter FoS, er en av forskriftene i Energiloven. FoS skal sikre en momentan balanse der forbruk og produksjon av kraft er i likevekt. Det vil si at denne forskriften gjelder for netteiere, kraftprodusenter og aktører innen kjøp- og salg av kraft [22].

Den viktigste forskriften innen nettdrift er *Forskrift om Funksjonskrav i kraftsystemer*, forkortet til FIKS. Den informerer om hvilke funksjonaliteter, innstillinger og tekniske løsninger som kreves dersom endringer oppstår i det overliggende nett. Alle disse forskriftene og lovene må overholdes til en hver tid slik at nettproblemer unngås. Uten nye investeringer i kraftnettet er det ofte svært utfordrende for nettselskapene å overholde disse lovene og forskriftene når nettproblemer oppstår grunnet tilknytning av lokal produksjon.

3.4 Nettproblemer ved integrering DG-enheter

Den viktigste oppgaven for et nettselskap er å gi kunden en sikker og tilstrekkelig forsyning av elektrisitet. Alt som er tilknyttet kraftnettet, fra små komponenter til store sluttbrukere, påvirker kvaliteten på elektrisiteten [23]. Integrering av små produksjonsenheter kan gi både positiv og negativ innvirkning på leveringskvaliteten alt etter hvordan det eksisterende distribusjonsnettet er dimensjonert og størrelsen på produksjonsenheten. I tillegg vil produksjonsenhetene fra vann, vind og sol ha ulik innvirkning på distribusjonsnettet.

Prosjektet *Optimal Infrastructure for Seamless Integration of Distributed Generation*, heretter OiDG¹, fokuserer på økt utnyttelse av overføringskapasitet med hensyn til DG-enheter i distribusjonsnettet [24]. Prosjektet har som mål å utvikle nye metoder og verktøy for nettplanlegging og storskala integrasjon av DG-enheter [25]. I OiDG-notatet *Sømløs integrasjon av distribuert produksjon. Status og utfordringer* [25] er nettproblemer som følge av tilknytning av DG-enheter blitt studert. I denne masteren er også litteratur fra prosjektet *Distribusjonsnett 2020*² benyttet. Rapporten *Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet* [26] fokuserer på funksjonskravene til produksjonsenheter og kraftnettet ved tilknytning av DG-enheter. I rapportene fra de nevnte prosjektene påpekes det at den største utfordringen for nettselskapene ved tilknytning av DG-enheter, er endring i leveringskvaliteten på grunn av ny effektflyt. Mer spesifikt er leveringskvalitet et samlebegrep som omfatter spenningskvalitet, leveringspålitelighet og ulike ikke-tekniske elementer [23].

3.4.1 Effektflyt i kraftsystemet

Mer produksjon tilknyttet distribusjonsnettet kan føre til en økning i produksjonstoppene i kraftnettet. Effektflyten, som er avhengig av mengden last og produksjon, vil flyte mellom distribusjonsnettet og regionalnettet. I dag er det ingen direkte kontroll av effektflyten mellom regional- og distribusjonsnettet. Tilknytning av mange uregulerbare DG-enheter med svært uforutsigbare produksjonsmønstre kan resultere i stor variasjon mellom leveranse og uttak fra regionalnettet.

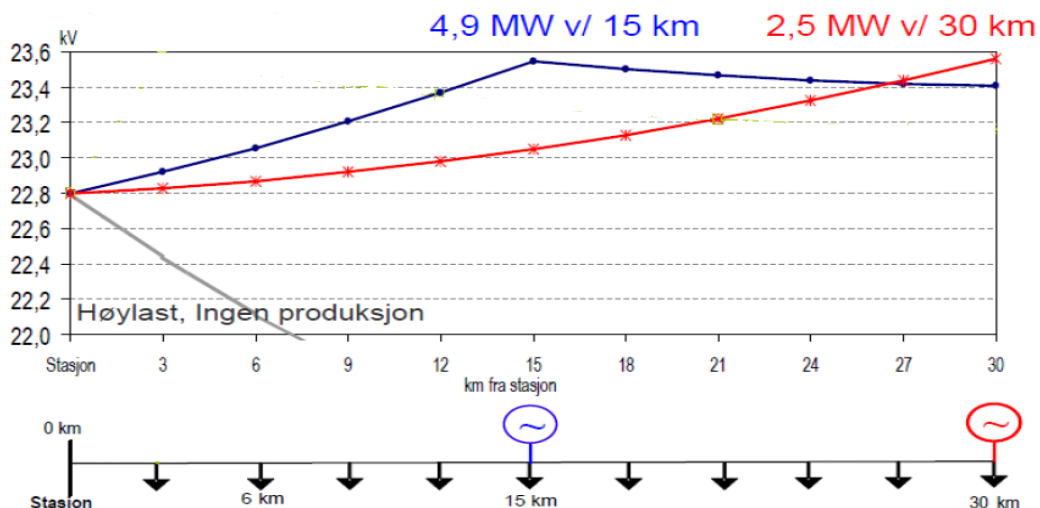
¹ OiDG-prosjektet, er et samarbeidsprosjekt mellom SINTEF Energi AS og aktører innen nettbransjen, opprettet 2009.

² Distribusjonsnett 2020 er et samarbeidsprosjekt mellom ulike aktører i nettbransjen og SINTEF Energi AS, opprettet 2004

3.4.2 Spenningskvalitet

I radialer uten produksjonsenheter vil spenningen avta med avstanden fra samleskinnen. Det betyr at spenningen utover i radialen aldri overstiger spenningen i samleskinnen. Tilknytning av DG-enheter resulterer i en høyere spenningsprofil for den aktuelle radialen, og den nye spenningsprofilen vil være avhengig av hvor på radialen DG-enheten integreres. På grunn av varierende forbruk og produksjon i distribusjonsnettets vil effektflyten variere retning: Når spenningen er høyere i tilknytningspunktet enn i samleskinnen, vil effektflyten gå fra tilknytningspunktet til samleskinnen, og motsatt vil effektflyten gå fra samleskinnen og ut mot radialen når samleskinnen opererer med høyest spenning.

Den høyeste spenningen vil oppstå i tilknytningspunktet i situasjoner hvor forbruket er lavt og den uregulerbare DG-enheten opererer med høy produksjon. Motsatt vil den laveste spenningen i distribusjonsnettets oppstå ved minimal produksjon og høyt forbruk. Tilknytning av DG-enheter kan føre til at spenningen i distribusjonsradialen overstiger de spenningsgrensene som er beskrevet i FoL. Tilknytning av DG-enheter kan gi både problemer og gevinster for nettdriften, avhengig av hvor nærme den eksisterende spenningsprofilen er den øvre og nedre spenningsgrensen. Som figur 3.3 viser, vil spenningsprofilen langs radialen endres når det tilknyttes DG-enheter. Figuren viser to eksempler hvor DG-enheten er tilknyttet radialen på to ulike lokaliteter.



Figur 3.3 Spenningsforandring i radialer med DG-enheter [24]

Det største spenningspranget vil oppstå når den lokale produksjonsenheten kobles inn og ut fra ”maksimal produksjon – maksimalt forbruk” til ”minimal produksjon – maksimalt forbruk”. Raske variasjoner fra full produksjon til lavere produksjon/utkobling oppstår ofte for produksjonsenheter basert på fornybar energi. Spenningspranget som genereres avhenger

av den aktive effekten i produksjonsenheten og vil derfor variere mye ved innkobling og utkobling av den lokale produksjonsenheten. Både NVE og nettselskap stiller krav om at spenningspranget skal holdes innenfor et visst prosentintervall når produksjonsenheten kobles inn og ut [27]. Spenningspranget i tilknytningspunktet skal ikke overstige 4 % av merkespenning ved innkobling, gjeninnkobling ved feil i distribusjonsnett eller ved momentan innkobling [26]. I begrepet spenningskvalitet blir også frekvenskvalitet ofte inkludert. Ved ubalanse mellom produksjon og forbruk vil frekvensen avvike fra 50 Hz. Uregulerbar kraftproduksjon og toveis-effektflyt vil påvirke frekvensen i kraftnettet.

3.4.3 Termiske belastninger

Hvis det eksisterende distribusjonsnett har lav nettkapasitet, kan tilknytning av DG-enheter føre til flaskehals og høyt belastede linjer på grunn av toveis-effekt og toveis-strømflyt. På grunn av høy strøm vil det også oppstå høy temperatur i komponentene i kraftsystemet. Høy temperatur resulterer i en raskere aldringsprosess av komponentene og større sjanse for havari [24]. Slike utsatte linjer og komponenter må evalueres av nettselskapet siden de er utsatt for stor belastning.

3.4.4 Leveringspålidelighet

Leveringspålideligheten er et mål på hvor pålitelig kraftforsyningen er. Ved feil og avbrudd kan store områder være uten forsyning over lengre tid. I kraftsystemet skjer feil og avbrudd normalt på grunn av termisk belastning og havari av gamle komponenter eller på grunn av vær og klima. Tilkobling av DG-enheter kan både redusere og øke leveringspålideligheten avhengig av det eksisterende kraftnettet. Ved strategisk plassering av produksjonsenheter kan nett-tap, feil og avbrudd reduseres.

3.4.5 Stabilitet, vern og brytere

Når spenningsprofilen og spenningspranget øker kan dette føre til problemer i vern og kontrollanlegg siden slike sikkerhetsanlegg aktiveres ved en gitt strøm- eller spenningsverdi. I verste fall kan sikkerhetsanleggene aktiveres i situasjoner hvor de ikke skal aktiveres. DG-enheter som kobles til distribusjonsnett må være stasjonært stabile. Stasjonær stabilitet er evnen til å gjenopprette stabilitet i kraftnettet når det oppstår lastendringer. Stabiliteten i kraftnettet avhenger av oscillasjoner og transient ustabilitet. Transient ustabilitet oppstår når DG-enheten ikke har evne til å stabilisere seg til en normal driftstilstand eller å beholde synkronisme med distribusjonsnett etter avbrudd eller feil [26]. Faktorene som påvirker

produksjonsenhetens stabilitet er generatoren, reguleringsinnstillinger og distribusjonsnett [28].

3.5 Tradisjonelle løsninger på nettproblemer

Frem til i dag har nettproblemene blitt løst med enten oppgradering av kraftnettet, spenningsregulering i transformator eller kontroll av aktiv og reaktiv effekt. Ofte er nettproblemet komplekst og det kan derfor være behov for å kombinere flere av de nevnte alternativene for å løse problemet. Alle alternativene har ulike fordeler og ulemper, egenskaper og potensial [24]. For nettselskapet er det svært viktig å gjennomføre det alternativet som er opererbart flere år frem i tid. For å velge det riktige alternativet må alle analyser ta hensyn til eventuelle fremtidige forandringer som kan ventes i kraftnettet.

3.5.1 Nettinvesteringer

Nettinvesteringer innebærer i hovedsak oppgradering av tverrsnitt i eksisterende nett, oppgradering av transformatorer eller bygging av helt nye kraftlinjer [24]. I tilfeller hvor produksjonsenheten er lokalisert langt fra det eksisterende kraftnettet vil utbygging av nye kraftlinjer være den eneste muligheten for å tilknytte DG-enheten til kraftnettet. Hvis DG-enheten tilknyttes et eldre eksisterende kraftnett må ofte én eller flere overbelastede linjer skiftes ut til et større tverrsnitt på grunn av den nye strøm- og effektflyten. Fordelingstrafoer er innstilt til å tåle en gitt spenning. På grunn av den nye spenningsprofilen ved tilknytning av DG-enheter, kan spenningen i én eller flere fordelingstrafoer overstige den innstilte grensen. Dette er ofte tilfelle for eldre fordelingstrafoer og de må dermed skiftes ut. Nettinvesteringer er svært kostbare, slik figur 3.4 viser, og det er derfor viktig at nettselskapet analyserer alle aktuelle løsninger før nettinvesteringer gjennomføres.

	Fordeler	Ulemper	Potensial	Kostnad	Innovasjon
Nytt nett	Kjent teknologi	Miljø, naturinngrep	Ubegrenset	Høy	Lav
Tverrsnitt-oppgradering	Kjent teknologi		Høy	Middels/ Høy	Lav

Figur 3.4 Nytt nett og tverrsnittoppgradering [24]

3.5.2 Spenningsregulering

Spenningsregulering i transformatorer kan avhjelpe problemene i kraftnettet ved tilknytning av DG-enheter. Transformatorer omformer spenningen i regionalnettet ned til 22 kV for distribusjonsnett. Transformatoren har en on-load trinnkobler som kan justere omsetningsforholdet mellom primær- og sekundærsiden og holde spenningen på

lavspenningssiden innenfor gitte grenser. Toveis-effektflyt etter tilkobling av DG-enheter fører til en spenningsendring ute i radialen.

Trinnkobler i 66/22 kV-transformatoren har ingen kontroll på den varierende effektflyten og spenningen ute i radialen, og dette kan føre til at spenningen på sekundærsiden av transformatoren overskrider spenningsgrensene [29]. Trinnkobleren i 66/22 kV-transformatoren har en treg og grov respons, og er i tillegg svært utsatt for slitasje. Det er derfor ikke ønskelig å bruke trinnkobleren mer enn nødvendig [24]. Et annet alternativ er å installere en 1:1-transformator med trinnkobler i lange radialer der spenningen er for høy ved DG-enheten. Fordelen med en 1:1-transformator er at den kan installeres i det området hvor spenningsproblematikken er lokalisert og kan dermed løses noe raskere. Figur 3.5 viser detaljer for 66/22 kV-transformator og 1:1-transformator.

	Fordeler	Ulemper	Potensial	Kostnad	Innovasjon
Trinnkobling HV/MV-trafo	Kjent teknologi, benyttes i dag	Treghet, slitasje, spenningsprang	Lav/Middels	Ingen	Lav
1:1-trafo m/ trinnkobler	Kjent teknologi	Treghet, slitasje, spenningsprang	Middels	Middels	Lav

Figur 3.5 Spenningsregulering [24]

3.5.3 Styring av aktiv og reaktiv effekt

Spenning kan også styres ved å kontrollere mengden og retningen på den reaktive effekten som flyter i kraftnettet. DG-enheter med synkrogeneratorer med *Automatic Voltage Regulator*, heretter AVR, kan styre utgangsspenningen på generatoren ved enten å produsere eller å forbruke reaktiv effekt [24]. Spenningsreguleringen skjer ved at generatoren trekker reaktiv effekt fra kraftnettet når spenningen er for høy. Forbruk av reaktiv effekt i generatoren fører til lavere spenning i kraftnettet. Motsatt vil generatoren mate inn reaktiv effekt i kraftnettet ved lave spenninger som fører til en høyere spenning i kraftnettet. Transport av reaktiv effekt gir lavere nettkapasitet. Dette er fordi den reaktive lasten bidrar til en økning i strømmen som vil føre til større overføringstap i kraftnettet. Det er derfor ikke ønskelig med høy reaktiv effekt i kraftnettet [27]. Figur 3.6 viser egenskapene til ulike teknologier for spenningsstyring ved kontroll av reaktiv effekt.

	Fordeler	Ulemper	Potensial	Kostnad	Innovasjon
Spenningsreg. i DG-enheter, AVR*	Kjent teknologi, benyttes i dag	Økte tap pga. Q	Lav/Middels	Ingen/ Lav	Lav
Optimaliserte settpunkt i AVR*	Reduserer overføringstap	Noe tap pga. Q	Lav/Middels	Ingen/ Lav	Middels
Kondensator/Reaktor	Kjent teknologi	Økte tap pga. Q Ingen/lite kontroll	Lav	Lav	Lav
SVC/STATCOM	Kan kombineres med korttids lagring, bidra til stabilitet	Økte tap pga. Q	Lav	Høy	Lav

* AVR – Automatic Voltage Regulator

Figur 3.6 Teknologier for kontroll av reaktiv effekt [24]

3.6 Hvorfor trenger vi nye tekniske løsninger på nettproblemer?

Regulering av aktiv effekt i DG-enheter er utfordrende siden de vanligvis består av uregulerbare produksjonsenheter. Nettselskapene kan oppleve at kraftnettene er overbelastet noen timer om dagen sent i vår-halvåret på grunn av høy produksjon og lavt forbruk hos kundene. Når en slik situasjon oppstår er det ønskelig å redusere produksjonen, slik at kraftnettet ikke overbelastes ytterligere. Nettselskaper kan inngå avtaler med produksjonsselskaper slik at produksjonen reduseres i de kritiske timene kraftnettet er overbelastet. NVE har bestemt at slike avtaler kun er midlertidige avtaler frem til nettselskapet har forsterket kraftnettet [24]. Nettinvesteringer er svært kostbart og det er lite kostnadseffektivt å dimensjonere et kraftnett som fjerner alle nettproblemer. Spenningsregulering har en relativt lav kostnad sammenlignet med nettinvesteringer, men opererer med en treg regulering som kan gi en uønsket flyt av reaktiv effekt. Regulering av aktiv effekt kan kun utføres i små tidsperioder på grunn av kravene fra NVE. Nye løsninger må implementeres i kraftnettet for å effektivisere driften ytterligere og dette vil diskuteres videre i kapittel 4.

4. Nye tekniske løsninger

Flere tekniske løsninger for å redusere nettproblemer ved tilknytning av DG-enheter er implementerbare i dag, mens ytterligere tekniske løsninger er på forskningsstadiet. Kostnader, fleksibilitet og nytteverdi er argumenter for å benytte seg av andre løsninger enn de beskrevet i kapittel 3.5. Nytteverdien til en teknologi øker med fleksibilitet. En fleksibel teknologi vil kunne løse flere enn ett nettproblem og avhjelpe kraftnettet på ulike måter. Kapittel 4 gir en beskrivelse av Smart Grid og omhandler videre hvordan økt kommunikasjon og sanntidskoordinering kan gi grobunn for nye teknologier for å redusere nettproblemer.

4.1 Smart Grid gir muligheter for økt kommunikasjon og sanntidskoordinering

Smart Grid har ingen presis eller helhetlig definisjon. Definisjoner på *Smart Grid* er avhengig av hver enkelt brukers perspektiv; En IT-ingeniør vil ha et annet perspektiv på *Smart Grid* enn en elkraft-ingeniør. *European Technology Platform SmartGrids* definerer *Smart Grid* som «et kraftnett som intelligent kan integrere handlingene til alle brukere knyttet til det - generatorer, forbrukere og de som gjør begge deler - for å effektivt levere bærekraftig, økonomisk og sikker elektrisitetsforsyning» [30]. *The Norwegian SmartGrid Centre* beskriver Smart Grid slik: «Smartgrid står for framtidens kraftsystem som tar i bruk informasjons- og kommunikasjonsteknologi og nye måle- og styresystemer» [31]. Innenfor smarte løsninger er avanserte måle- og styringssystemer, spenningsbooster og energilagring sentrale teknologier for å redusere eventuelle nettproblemer.

4.1.1 Avanserte måle- og styringssystemer

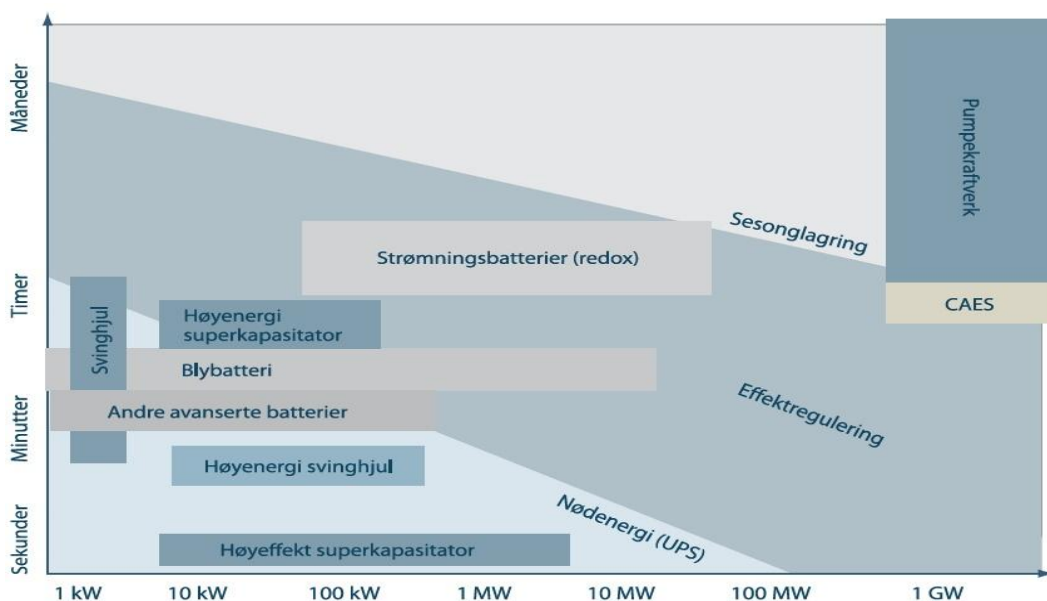
I løpet av 2019 skal alle forbrukere i kraftnettet ha installert *Avanserte måle- og styringssystemer*, heretter AMS-målere. Kravet fra NVE er at AMS-målerne skal kunne registrere strømforbruket på timebasis og sende denne informasjonen til nettselskapene. Målet med AMS-målere er at kunden skal få bedre forståelse av sitt eget forbruk. NVE har foreløpig ikke satt krav til hvilke andre funksjoner en AMS-måler skal inneholde, og det er opp til hvert enkelt nettselskap å velge hvilke tjenester som er hensiktsmessige [32]. Økt kommunikasjon vil gi bedre overvåking av kraftnettet. Avbruddsinformasjon i sanntid helt nede på kundenivå, er en funksjonalitet som vil være relevant å implementere i en AMS-måler [33]. Samtidig vil det på sikt være mulig å overvåke spenningsforhold, effektflyt og generell tilstand i kraftnettet på en mer nøyaktig og effektiv måte [24].

4.1.2 Spenningsboostere

For radialer med DG-enheter oppstår ofte tilfeller hvor man må regulere ned spenningen. Spenningsboostere er en relativt ny teknologi som regulerer spenningen opp eller ned avhengig av behovet i radialen. Denne teknologien består av et kontrollsystem, en autotransformator og styres ved bruk av luftgapteknologi. Utgangsspenningen styres ved å kontrollere induktansen i luftgapet [34]. En spenningsbooster vil stabilisere spenningen på sekundærsiden av autotransformatoren til en satt spenningsverdi, slik at spenningen i hele radialen holdes innenfor spenningsgrensene. En spenningsbooster har lavere responstid enn en 1:1-transformator.

4.1.3 Energilagring

I elektrisitetsnettet må det være balanse mellom forbruk og produksjon. Energilagring handler om å lagre overskuddskraft når produksjonen er større enn forbruket. Når forbruket til kundene øker kan den lagrede overskuddskraften forsynes til kundene. Energilagring kan sees på som en tidsforskyvning av levert energi. Kraften produseres, lagres og deretter forbrukes på et senere tidspunkt. I tillegg til lagring av energi kan flere teknologier innen energilagring stabilisere kraftnettet, noe som er svært viktig i kraftnett med fornybare produksjonskilder. I dag finnes det mange lagringsteknologier på markedet. De ulike lagringsteknologiene opererer med svært forskjellig størrelse, egenskaper, lagringstid og kostnader. Figur 4.1 viser flere teknologier innen energilagring og hvordan størrelse og lagringstid varierer med type. Noen teknologier er veletablerte, mens andre stadig forbedres. Aktuelle lagringsteknologier tilknyttet distribusjonsnett blir beskrevet mer i detalj i kapittel 5.



Figur 4.1 Ulike teknologier innen energilagring [35]

4.1.4 Smart Grid i kombinasjon med spenningsbooster og energilagring

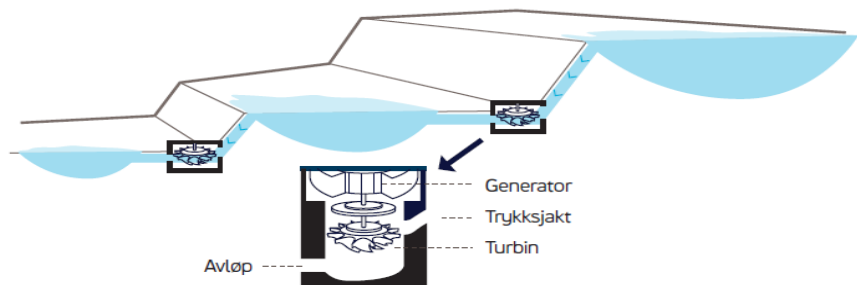
Innføring av AMS-målere og bedre kontrollsystemer i distribusjonsnettet åpner muligheter for å benytte spenningsboostere og energilager for å avhjelpe kraftnettet. Begge disse løsningene er avhengig av kontinuerlig overvåkning og kontroll. Energilagring er en fleksibel løsning som kan forebygge flere nettproblemer, mens en spenningsbooster kun kan regulere spenningen i radialen opp eller ned. Store fremskritt har ført til at energilager i dag også kan benyttes til å avhjelpe nettproblemer og ikke bare lagre energi over en lengre tid. Det er derfor interessant å studere ulike typer energilagringsteknologier og deres evne til å redusere nettproblemer i distribusjonsnett med mange DG-enheter.

5. Teknologier innen energilagring

Lagring av elektrisk energi kan balansere forbruk og produksjon og stabilisere kraftnettet, noe som er svært viktig i kraftnett med fornybare produksjonskilder. I dag finnes det mange lagringsteknologier på markedet og de ulike lagringsteknologiene beskrives i kapittel 5.

5.1 Magasinert vannkraft

Størstedelen av norsk elektrisitetsproduksjon kommer fra magasinert vannkraft. Denne teknologien er svært effektiv, har lang levetid, lave drifts- og vedlikeholdskostnader og kan enkelt reguleres [36]. Når tilsiget av vann er høyt og forbruket av elektrisitet er lavt lagres vannet i store dammer og magasiner, som vist i figur 5.1. Oppfylling skjer vanligvis under snøsmelting og i nedbørsperioder om våren. Vannet sesonglagres i magasinet og utnyttes på vinterhalvåret når strømforbruket er høyt og tilsig av vann er lavt. Det største magasinet som finnes i Norge er Blåsjø i Aust-Agder og Rogaland, med et energipotensial på 7,8 TWh [37].



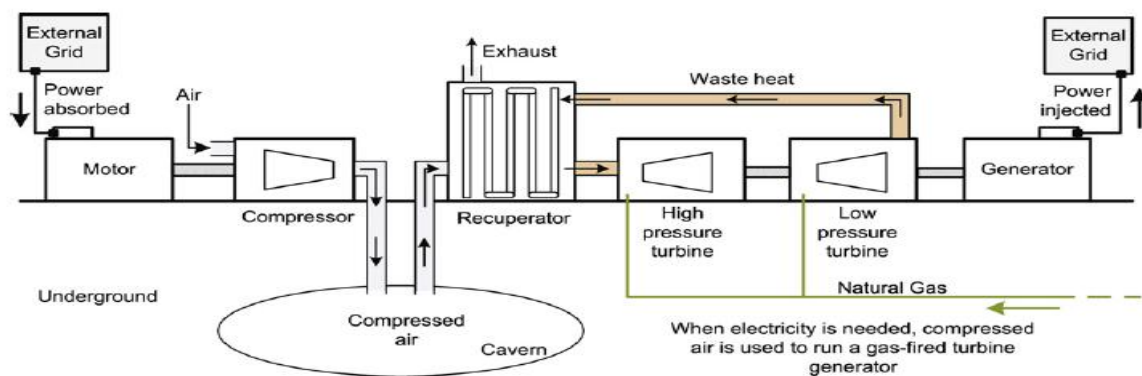
Figur 5.1 Vannkraftverk med magasin [38]

5.2 Pumpekraftverk

I likhet med magasinert vannkraft utnytter også pumpekraftverk magasiner for å lagre vann. Et pumpekraftverk består av to vannmagasin, et nedre og et øvre. Vannet blir pumpet opp fra det nederste magasinet til det øverste når produksjonen er høyere enn forbruket til kundene. I tillegg til sesonglagring kan pumpekraftverk også benyttes til døgnregulering ved å produsere kraft på dagen når forbruket er høyt og pumpe opp vannet på natten når forbruket er lavt. For at drift av pumpe- og magasinerte vannkraftverk skal være lønnsomt må de være relativt store, hvilket fører til store arealmessige inngrep i naturen.

5.3 Compressed Air Energy Storage

Compressed Air Energy Storage, heretter CAES, utnytter overskuddskraft til å komprimere luft og lagre det i reservoarer. Den komprimerte luften kan lagres under jorden eller i rør og kar. I situasjoner hvor forbruket overstiger produksjonen i kraftnettet vil den komprimerte luften i reservoaret varmes opp og ekspandere i høy- og lavtrykksturbiner. Den komprimerte luften blir omformet til kinetisk energi, og deretter omformet til elektrisk energi gjennom elektriske turbiner. Varmen som produseres i turbinene brukes til å varme opp luften i reservoaret [39]. For produksjonsenheter mellom 3-50 MW benyttes lagring over jorden i rør og kar. Ved større installasjoner enn 50 MW benyttes lagring under jorden. Energien lagret i CAES kan lades ut i løpet av 8-26 timer [40]. CAES-anlegg er arealmessig veldig store og i tillegg er kostnadene veldig høye. Figur 5.2 viser et CAES-anlegg under jorden.



Figur 5.2 Underjordisk CAES-system [39]

5.4 Batterier

De siste årene har batterier blitt svært populære til bruk for lagring av overskuddskraft og ved stabilisering av kraftnettet. Flere nettselskaper rundt om i verden har installert batterier der hvor større mengder variabel produksjon har skapt problemer i kraftnettet. Batterier er delt opp i to hovedtyper: primære og sekundære batterier. Kun sekundære batterier kan lades opp og benyttes som et energilager. Det finnes mange typer sekundære batterier, både med velkjent teknologi og batterier som fremdeles er på forskningsstadiet. Batterier består av elektromekaniske celler og må dermed konvertere den elektriske energien til kjemisk energi før den kan lagres i batteriet. Cellene består av to ledende elektroder og et elektrolytt-stoff. Cellene kobles i serie eller parallell for å oppnå den ønskede spenningen og kapasiteten [39]. Batterier finnes i ulike størrelser fra 1kW til opp mot 100 MW og kan lades ut i løpet av sekunder til flere timer.

5.5 Strømningsbatterier

Strømningsbatterier er en nokså ny teknologi og må i likhet med sekundære batterier lagre energien som kjemisk energi. Forskjellen fra sekundære batterier er at de består av to elektrolytt-stoffer plassert i separate tanker som pumpes gjennom de elektrokjemiske cellene. Mengde lagret energi i batteriet avhenger av volumet på elektrolytt-stoffet. På grunn av denne sammenhengen kan mengden lagret energi enkelt skaleres [39]. Utlading av strømningsbatterier varierer fra sekunder til timer med effekt fra 50 kW til 50 MW [41].

5.6 Svinghjul

Energi kan også lagres ved bruk av svinghjul. Et svinghjul består av en roterende skive, og skivens dimensjon og hastighet avgjør hvor mye kinetisk energi som kan lagres. Produksjon av energi oppnås ved å koble til en elektrisk motor til den roterende skiven. Motoren kan også opereres som en generator ved uttak av energi. En stor fordel med energilagring i svinghjul er at skifte mellom produksjon og forbruk skjer raskt. De mest moderne svinghjulene på markedet i dag består av komposittmaterialer. Komposittmaterialer er en kombinasjon av ett eller flere materialer for å oppnå bedre egenskaper hos materialet [42]. Den roterende skiven kan oppnå en veldig høy hastighet. Svinghjulet, som benytter magnetiske lagre, plasseres i en lukket vakuumtank. Siden svinghjulet er plassert i vakuumtanken får man lite tap i systemet og opp mot 90 % av den lagrede energien i svinghjulet kan utnyttes [43]. Svinghjulteknologi produserer ikke miljøskadelige stoffer, verken i normal driftssituasjon eller ved feilsituasjoner. Svinghjulet vil kun lagre energien i en kort periode, opp mot en time, og opererer med en svært rask responstid helt ned til millisekunder. Svinghjul krever liten plass, men samtidig er mengden av effekt som kan lagres relativt lav. På grunn av kort lagringstid og lav lagringsmengde egner ikke svinghjul seg som lagringsteknologi i kraftnett [40].

5.7 Super Conducting Magnetic Energy Storage

Super Conducting Magnetic Energy Storage, heretter SMES, lagrer elektrisk energi fra kraftnettet i et magnetisk felt i en spole bestående av ledere med svært lave tap. SMES opererer med lave tap siden energien som lagres i SMES ikke må konverteres til en annen energiform, men lagres som elektrisk energi. SMES kan lagre energi og lade ut store mengder effekt innen veldig kort tid. På grunn av dette egner SMES seg godt hvis det oppstår en uforutsett produksjonsendring i generatoren eller ved raske variasjoner i effektflyten i kraftnettet [44]. Ved ustabilitet i kraftnettet har SMES mulighet til å regulere dette ved både å produsere og forbruke aktiv og reaktiv effekt [45]. SMES finnes i ulike størrelser fra 100 kW til 10 MW, og lades ut i løpet av sekunder til minutter [39].

5.8 Superkondensatorer

Energi kan også lagres i elektriske felt. Superkondensatorer benytter denne lagringsteknologien og har svært høy virkningsgrad siden både kjemiske reaksjoner og energikonvertering unngås. Superkondensatorer har lav lagringskapasitet, men responstiden på opplading og utlading er rask. På grunn av disse egenskapene benyttes ofte superkondensatorer til reserver og nødstrømsforsyning. *Høyenergi*-superkondensatorer lades ut på et par timer, med en effekt fra 10 kW til 100 kW. *Høyeffekt*-superkondensatorer lades ut på sekunder til minutter, med en effekt på 10 kW til et par MW. En ulempe ved superkondensatorer er svært høye kostnader [46].

5.9 Thermal Energy Storage

Thermal Energy Storage, heretter TES, lagrer elektrisitet som varme ved høy eller lav temperatur. Når forbruket i kraftnettet er høyt, vil den lagrede varmen føres gjennom en varmemotor og konverteres til elektrisitet. Ulike medium kan benyttes avhengig av hvor raskt prosessen skal gå. TES benyttes ofte i kombinasjon med produksjonsenheter som biomasse- eller solsystemer. Dette øker effektiviteten fordi energien kan lagres når forbruket er lavt og forbrukes når produksjonen er lav. Solsystemer benytter TES for å minimere ubalansen mellom forbruket i kraftnettet og den svært varierende produksjonen fra solsystemet. Hvis det plutselig blir overskyet kan TES benyttes til å oppnå en mer stabil produksjonskurve [47].

6. Lagringskategorier og tjenester ved energilagring

I kapittel 6 blir det sett på hvilke egenskaper som må undersøkes for teknologier innen energilagring. Lagringsteknologier deles inn i kategorier avhengig av deres egenskaper. Kapittel 6 omhandler også hvilke tjenester energilagring kan bistå med i distribusjonsnett.

6.1 Egenskaper ved lagringsteknologi

Lagringsteknologiene beskrevet i kapittel 5 opererer med svært forskjellige egenskaper som virkningsgrad, levetid og responstid. Egenskapene er utgangspunkt for inndeling i kategorier, og yter ulike tjenester i distribusjonsnettet.

6.1.1 Virkningsgrad

Lagringsteknologiene beskrevet i kapittel 5 vil alle avgi tap. De ulike energilagrene benytter ulike teknologier, fra kjemisk omforming i batterier til fysiske prosesser i pumpekraftverk. Uansett teknologi vil prosessen avgi tap, og i tillegg vil det være tap i komponentene. For å beregne virkningsgraden må en full syklus studeres. En full syklus er å lade/fylle opp energilageret, lagre energien i energilageret, og lade ut eller tømme energilageret. For noen teknologier vil den lagrede energien gå tapt over tid, mens andre teknologier trenger påfyll av energi for å opprettholde et ladet energilager [47].

6.1.2 Levetid og aldringsprosess

Det er svært viktig å ta hensyn til levetiden til lagringsenheten. De ulike lagringsteknologiene har ulik levetid, og ikke minst påvirkes aldringsprosessen i stor grad av lagringsteknologiens tilstand. For batterier vil antall sykluser bestemme gjenværende levetid, mens for et magasin vil aldringsprosessen avhenge av tilstanden på magasinet og komponentene tilknyttet magasinet.

6.1.3 Responstid

Responstiden til en lagringsteknologi er tiden det tar å igangsette en tjeneste når det oppstår feil eller uønskede hendelser i kraftnettet. Responstiden varierer med lagringsteknologi, fra millisekunder til flere minutter [47].

6.1.4 Lagringskategorier

Valg av lagringstype avhenger av hvilke forbedringer man ønsker i kraftnettet, eller av konkrete nettproblemer som skal løses. De ulike lagringsmulighetene beskrevet i kapittel 5 kan deles inn i tre kategorier avhengig av varigheten av en full syklus: kortvarige-, middels- og langvarige lagringstyper. Den største forskjellen mellom disse varighetskategoriene er

effekt karakteristikk [W] og energikarakteristikk [kWh] som kreves av lagringsenheten. Disse karakteristikkene avgjør også størrelsen og vekten på lagringsenheten. Kortvarige lagringstyper har en varighet fra millisekunder til opp mot ett minutt. Dens hovedoppgave er å bistå med effekt, det vil si en svært kort tidsperiode med forsyning av elektrisitet. Kortvarige lagringstyper benyttes til å forbedre leveringskvaliteten i kraftsystemet. Middelsvarige lagringstyper skal kunne forsyne kraftnettet med elektrisitet med en varighet fra ett minutt til et par timer, og skal bistå både med effekt og energi. På denne måten kan middelsvarige lagringstyper kompensere for eventuell ubalanse mellom produksjon og forbruk i flere minutter og opp til noen timer. Langvarige lagringstyper har en varighet fra flere timer til år, og har som hovedoppgave å bistå med energi. Langvarige lagringstyper blir ofte kalt *Bulk Energy Storage* og kan avhjelpe nettproblemer som lastutjevning, ubalanse mellom produksjon og forbruk, minimere effekttopper og reserveforsyning. Middelsvarige lagringstyper kalles *Distributed Storage* og har mulighet til å redusere effekttopper, utsette nettinvesteringer, redusere kortvarig ubalanse mellom produksjon og forbruk, forbruksstyring av last, redusere tap og reserveforsyning. Kortvarige lagringstyper blir kalt *Power Quality* og har som mål å utjevne svært variabel produksjon og å bedre leveringskvaliteten ved å redusere flimrer, spenningsvariasjoner og uønsket flyt av reaktiv effekt i kraftnett [47] [48]. Figur 6.1 gir en oversikt over hvilke tjenester de ulike kategoriene kan utøve. I figuren er også lagringstyper foreslått for de ulike kategoriene.

Category	Applications	Mature technologies	Potential future technologies
Bulk energy storage	Load levelling	Hydro	Flow batteries
	Spinning reserve	CAES	Hydrogen storage systems
	Peak shaving/Valley filling	TES	(using Fuel Cells)
	Contingency service	Ni–Cd	
Distributed storage	Area control	Lead-Acid	
	Peak shaving/valley filling	CAES	Fuel cells
	Investment deferral	Flywheels	Metal Air
	Load following	Lead-acid	SMES
	Demand side management	NaS	Flow batteries
	Loss reduction	Ni–Cd	Surface-CAES
	Contingency service	TES	
Power quality	Black start		
	Area control		
	Power quality	Supercapacitors	Li-ion
	Intermittency mitigation	Lead-acid	NiMH
End-use applications		NaS	SMES
	Black start	Flywheels	Zebra

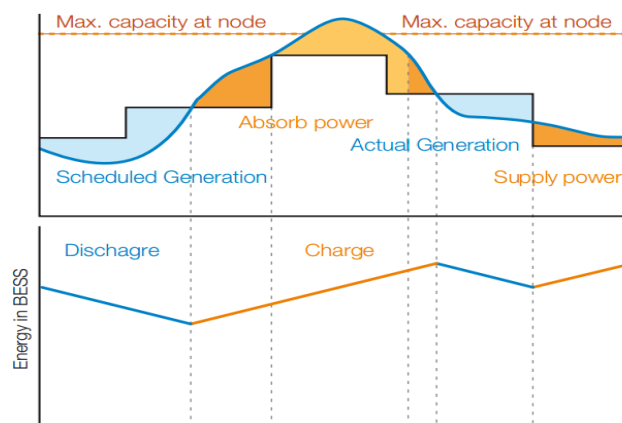
Figur 6.1 Bruksområder for ulike lagringsteknologier [47]

6.2 Tjenester og positive innvirkninger på kraftnettet

Integrasjon av lagringsteknologiene beskrevet i kapittel 5 kan redusere nettproblemer og bidra til økt effektivitet og fleksibilitet i kraftnettet. Delkapittel 6.2 beskriver de ulike tjenestene fra figur 6.1.

6.2.1 Lastutjevning, minimering av effekttopper og reduksjon av tap

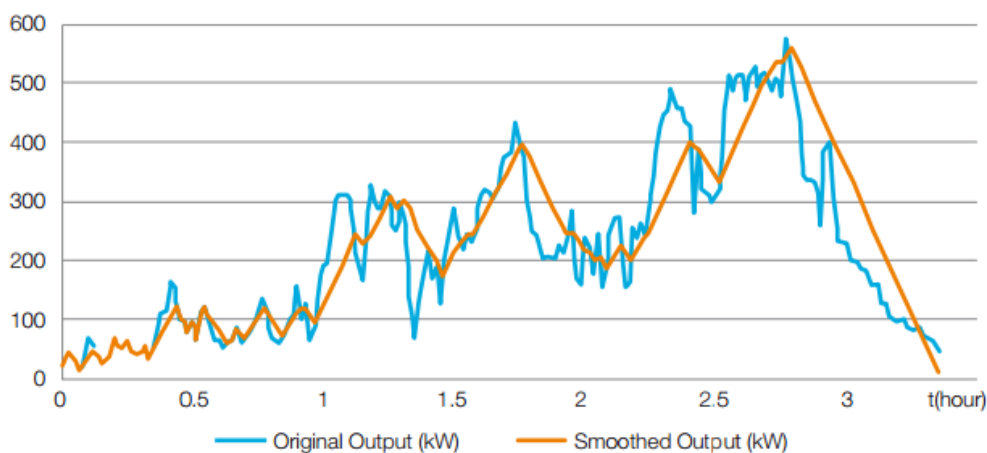
Lastutjevning, *Load levelling*, og minimering av effekttopper, *Peak shaving*, kan brukes til å utsette nettoppgraderinger. Elektrisitetsforbruket i Norge er svært sesongavhengig og de høyeste forbrukstoppene opererer på vinterstid. Lastutjevning handler om å lagre energi i perioder med lavt forbruk, og deretter forsyne kraftnettet med den lagrede energien når forbruket er høyt. Lastutjevning kan redusere forbruket hos uøkonomiske produksjonsenheter [49]. Uøkonomisk produksjon oppstår ofte i land hvor grunnproduksjonen har en relativt lav produksjonskostnad, mens topp-produksjonen er vesentlig dyrere. Effekttopper oppstår når forbruket overstiger den tilgjengelige kapasiteten i kraftnettet og gjør stor skade på komponenter i kraftnettet. Å dimensjonere kraftnettet for slike effekttopper vil allikevel være lite effektivt og svært kostbart som følge av at slike situasjoner oppstår mellom en til to dager i året. En mer effektiv og kostnadsvennlig løsning er å bruke energilager som kan redusere toppene ved at energilageret forsyner kraftnettet med den effekten som overstiger kapasiteten på kraftnettet. Energilager kan redusere tap i kraftnettet siden både lastutjevning og minimering av effekttopper bidrar til at påkjenningen på kraftnettet reduseres. Energilageret kan dermed forbedre effektiviteten i kraftnettet og redusere transportkostnaden av elektrisk energi [47]. Med energilager kan oppgraderinger i kraftnettet utsettes, som følge av lastutjevning, minimering av effekttopper samt redusert påkjenning [40]. Figur 6.2 illustrerer hvordan et energilager, her et batteri, kan forsyne forbrukstoppene i kraftnettet ved å regulere frekvensen.



Figur 6.2 Redusere effekttopper med energilagring [50]

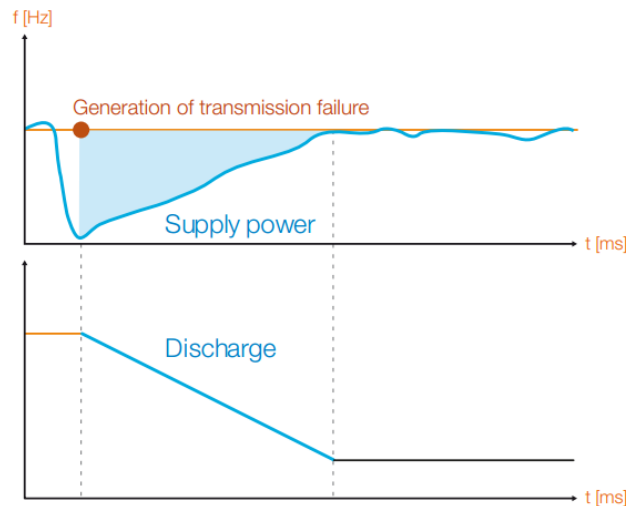
6.2.2 Kort- og langvarig ubalanse mellom produksjon og forbruk, og reserveforsyning

Fornybare energikilder har et svært varierende produksjonsmønster som gjør det krevende å opprettholde balanse mellom produksjon og forbruk i kraftnettet. Kortvarig ubalanse, også kalt *load following* og *intermittency mitigation* i figur 6.1, kan reduseres ved at energilageret forbraker eller tilfører elektrisk energi i kraftnettet [47]. I dette tilfellet er det snakk om et relativt lavt forbruk eller tilførsel av elektrisk energi innenfor et svært kort tidsrom som resulterer i en jevnere produksjonskurve. En jevn produksjonskurve reduserer raske spenningsendringer i kraftnettet [51]. Figur 6.3 illustrerer hvordan produksjonsmønsteret til en fornybar energikilde kan jevnes ut ved bruk av energilager.



Figur 6.3 Utjevning produksjonsmønster ved bruk av batteri [52]

Langvarig ubalanse mellom produksjon og forbruk kan oppstå ved utfall av en generator eller en kraftlinje. Energilager kan i slike tilfeller operere som en kortvarig reserveforsyning, et «*Spinning reserve*». *Spinning reserve* er en synkronisert ubrukt kapasitet som kan aktiveres av systemoperatøren for å redusere ubalanse mellom last og produksjon ved å kontrollere frekvensen i kraftnettet. Responstiden er på millisekund til minutter avhengig av hvilken teknologi som anvendes [47]. Figur 6.4 viser et tilfelle på hvordan et energilager med kortvarig reserveforsyning - *spinning reserve* - trer i kraft ved utfall av en generator eller kraftlinje.



Figur 6.4 Kortvarig reserveforsyning ved bruk av energilager [53]

6.2.3 Leveringskvalitet

Energilagre kan øke leveringskvaliteten i kraftnettet ved å redusere små og raske forstyrrelser i stabilitet. Forstyrrelser som spenningsprang, flimmer og overharmoniske frekvenser oppstår kontinuerlig på grunn av det variable produksjonsmønsteret til vann, vind og sol. Et kontrollsystem i energilageret kan regulere opp og ned spenning, frekvens, og aktiv og reaktiv effekt. Spenningskontroll utføres ved at energilageret produserer eller forbruker reaktiv effekt for å regulere spenningen i kraftnettet. På samme måte kan også frekvensen raskt reguleres ved at energilageret forbruker eller produserer aktiv effekt. I tradisjonelle kraftnett er slike kontrollsystem lokalisert i generatorer med en treg responstid på rundt et minutt. Ved valg av riktig energilager kan disse tjenestene gjennomføres med en responstid på et par millisekund [54].

6.2.4 Fordeler for sluttbruker

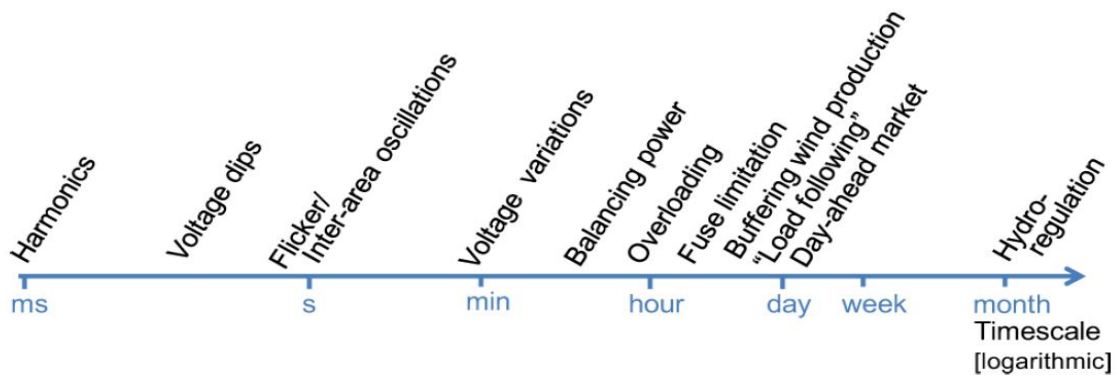
På lavspenningssiden kan et energilager bidra til bedre leveringspålitelighet og leveringskvalitet for sluttbrukerne. Energilager i form av batterier er tatt i bruk i husholdninger flere steder i verden. Gevinsten av slike typer energilager er å kontrollere elektrisiteten som blir forsynt til sluttbrukeren. Da kan små spenningsvariasjoner og frekvens reguleres slik at komponenter hos sluttbrukeren ikke blir utsatt for uønskede påkjenninger. I tillegg kan denne typen energilager benyttes som en reserveforsyning ved avbrudd og lastutjevning når forbruket er høyt [47].

7. Energilagring i distribusjonsnettet

Lagringsteknologiene har ulike egenskaper, og i kapittel 7 er det undersøkt hvilke av lagringsteknologiene beskrevet i kapittel 5 som egner seg best i distribusjonsnettet

7.1 Hvilke lagringsteknologier er aktuelle for distribusjonsnettet?

Som beskrevet i kapittel 6 kan energilager - foruten å lagre energi - assistere kraftnettet med svært mange tjenester. Typiske problemer som oppstår i distribusjonsnettet ved tilknytning av lokal produksjon ble beskrevet nærmere i kapittel 3.4. Effektflyt, stasjonære spenninger, spenningsprang, termiske belastninger, leveringspålitelighet og stabilitet endres når produksjonsenheten tilknyttes distribusjonsnettet. Figur 7.1 illustrerer de ulike tjenestene energilager kan bistå kraftnettet med, og hvilken tidsrespons tjenesten krever.



Figur 7.1 Energilagerets tjenester og nødvendig tid [55]

Ut fra denne figuren kan det konkluderes med at nettproblemene beskrevet i kapittel 3.4 kan løses med et energilager med en tidsrespons fra noen millisekund til en time avhengig av problemet. Fra figur 6.1 er batterier, CAES, svinghjul, superkondensator og termisk energilagring aktuelle og velutviklede lagringsteknologier innenfor denne tidsrammen. I tillegg er SMES og strømningsbatterier teknologier som forventes å integreres i kraftnettet i fremtiden. Alle de nevnte teknologiene utvikles og forbedres kontinuerlig, og det er derfor like relevant å studere potensielle teknologier som modne teknologier.

7.1.1 Evaluering av lagringsteknologier i distribusjonsnettet

DG-enheter som utnytter vann er vanligvis ikke-regulerbare og produserer avhengig av vanntilslaget. Uregulerbare vannkraftverk har en relativt lav kapasitet, og det vil ikke være lønnsomt å bygge energilager som magasiner og pumpekraftverk i tilknytning til små vannkraftverk. Ofte er det heller ikke realistisk på grunn av lav fallhøyde og på grunn av den

store arealmessige inngrepen i naturen. Det vil kun være realistisk å bygge magasiner eller pumpekraftverk i tilfeller hvor kapasiteten på kraftverket er veldig stort. CAES krever i likhet med pumpekraftverk og magasiner høy installert kapasitet og store arealflater enten det er over eller under bakken. Disse lagringstypene som klassifiseres som *Bulk Energy Storage* har en relativt treg respons og vil ikke kunne avhjelpe alle nettproblemene beskrevet i kapittel 3.4. Magasin, pumpekraftverk og CAES vil kun benyttes hvis behovet er å lagre energi over lengre tid, lastutjevning, kortvarig reserveforsyning og minimering av effekttopper. TES passer svært godt i kombinasjon med solkraftanlegg. Varmen kan lagres mellom natt og dag, og mellom sommer og vinter. Lagringsmediet kan være vann, oljer og salter eller varmelagring i grunnen. TES tilknyttes vanligvis fjernvarmeanlegg og størrelsen på termiske lagre må være relativt stort, for eksempel bør varmelagring i grunnen ha en størrelse på 10 000 m³ [56]. TES er derfor ikke aktuelt i kombinasjon med *små* solkraftanlegg.

SMES og strømningsbatterier er relativt nye teknologier. Per dags dato har strømningsbatterier en lavere virkningsgrad enn batterier, men med forskning og utvikling kan både SMES og strømningsbatterier være aktuelle teknologier til å avhjelpe distribusjonsnettet i fremtiden [57]. Moderne svinghjul og superkondensatorer benyttes som oftest til nødstrømsforsyning og kan derfor få problemer med å forebygge de nevnte nettproblemene i kapittel 3.4 [43]. En rekke batterier har blitt installert i kraftnett i Europa for å avhjelpe nettproblemer ved integrasjon av spesielt vindkraft- og solkraftanlegg. Den markante økningen av DG-enheter i Europa og behovet for fleksible løsninger for å avhjelpe kraftnettet har ført til enorm utvikling innen batteriteknologi. Selv om batterier er et svært hett tema i de fleste verdensdeler, er denne teknologien ennå lite utprøvd i Norge. Årsaken til dette er at batterier stort sett er benyttet i kombinasjon med produksjonsenheter med svært variabelt produksjonsmønster, som vind- og solkraftanlegg. I Norge forventes det større innslag av småskala vann-, vind- og solkraftanlegg i fremtiden. Det er derfor svært aktuelt å studere hvordan batterier kan benyttes i fremtidige norske distribusjonsnett med innslag av småskala DG-enheter.

7.1.2 Batterier i lavspenningsnett

Det forventes en stor økning i små vindturbiner og solceller hos privatpersoner og kraftselskaper i årene som kommer. Slike DG-enheter vil tilknyttes lavspenningsnettet og normalt blir også batterier plassert i nærheten av DG-enheten. Dette gjøres for å jevne ut produksjonen og opprettholde en kontinuerlig stabil forsyning, selv om produksjonsmønsteret og spenningen varierer [58]. Hvis målet er å utsette nye investeringer kan det være hensiktsmessig å plassere batterier et stykke unna produksjonsenheten for å kompensere for lave spenninger [59]. *Falbygdens Energi* i har i samarbeid med *ABB* installert et batteri i lavspenningsnettet i Falköping. *Falbygdens Energi* opplevde nettproblemer på grunn av mye variabel vindkraftproduksjon og uregelmessig opplading av elbiler. Et batteri ble installert med en levetid på 10 år og med en effekt på 75kWh. Batteriet ble konstruert for lastutjevning ved å lade opp på natten og forsyne lavspenningsnettet i perioder med høyt forbruk. Etter installasjon av batteriet opplevde *Falbygdens Energi* at spenningen i lavspenningsnettet ble mer stabil og at lastutjevning også reduserte belastningen på transformatoren (400/230V) [58].

7.1.3 Batterier i høyspenningsnett

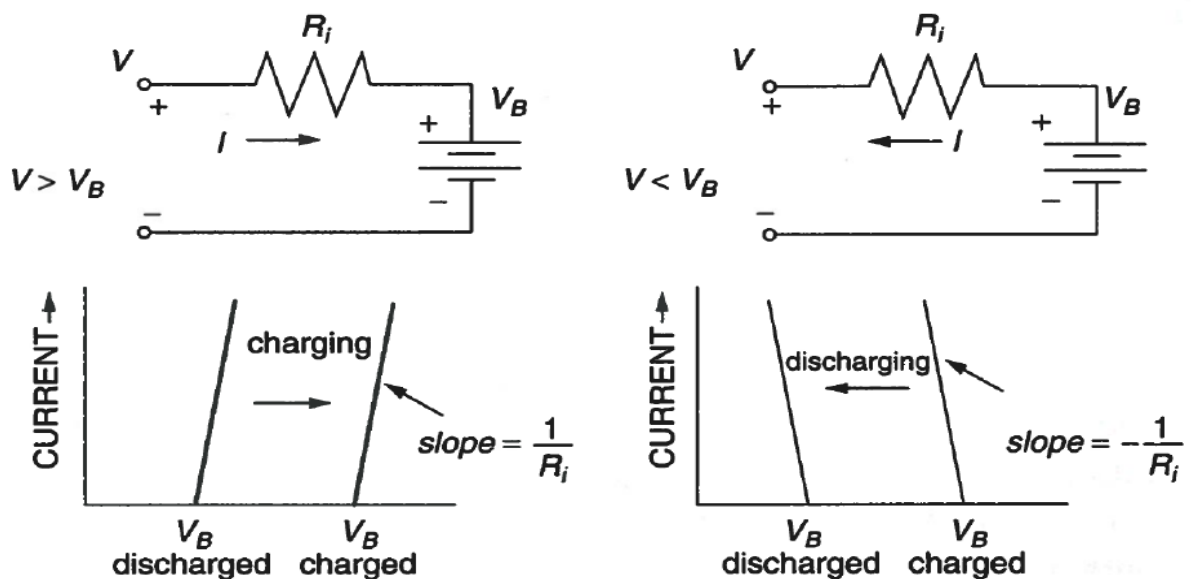
UK Power Networks har i samarbeid med *ABB* installert et batteri i høyspenningsnettet i Hampshire. *UK Power Networks* opplevde i likhet med *Falbygdens Energi* nettproblemer på grunn av vindkraftproduksjon og uregelmessig opplading av elbiler. Det ble installert et batteri med en lagringskapasitet på 200kWh. Tilkobling av batteriet førte til at spenningen i høyspenningsnettet ble mer stabil og effekttopper ble redusert [60].

8. Hvordan fungerer batteriet

Det finnes mange typer batterier som i dag er tilgjengelig for lagring av elektrisk energi i kraftnett. Ytelsen til de ulike batteritypene avhenger av hvilket material de består av og batteriets spesifikke egenskaper. Felles for alle batterityper er at levetiden avhenger av C-rate, batteriets opp- og utladingskarakteristikk, temperatur, utladningsdybde, tap, og effekt vs. lagringskapasitet [61].

8.1 Ideelt batteri

Et enkelt batteri kan modelleres som en spenningskilde i serie med en indre resistans som vist i figur 8.1. V_B og V illustrerer spenningen i batteriet og inngangsspenningen. Når inngangsspenningen er høyere en batterispenningen vil strømmen, I , i kretsen flyte i retning mot batteriet og batteriet lades opp. Motsatt vil batteriet lades ut når batterispenningen er høyere enn inngangsspenningen [62]. Størrelsen på strømmen er avhenging av forskjellen mellom inngangs- og batterispenningen.



Figur 8.1 Ideelt batteri [62]

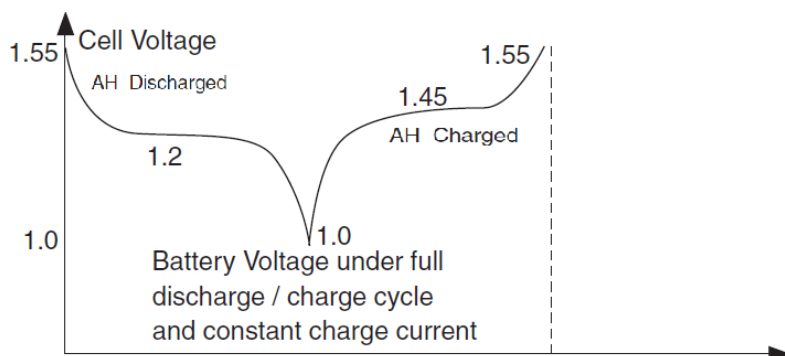
Batteriets lagringskapasitet er mengden energi som kan lagres i batteriet og er uttrykt i ampere-hours, Ah, ved en nominell spenning og spesifikk utladingshastighet. Siden batteriets spenning vil variere ved opp- og utlading er det mer praktisk å uttrykke kapasitet i Ah. Mer konkret betyr det at et 12 V batteri med utladingshastighet på 10h og kapasitet på 200 Ah, vil levere 20 A i 10 timer. Tapene i et ideelt batteri kan forenklet forklares med figur 8.1. Tapene dannes når strømmen, I , flyter gjennom den indre resistansen, R , både ved opplading og utlading av batteriet.

8.2 C-rate

Utladingshastigheten er ofte oppgitt som en C-hastighet som definerer oppladings- og utladingsstrømmen til batteriet. Hvis batteriet har en kapasitet på 200 Ah og leverer en konstant strøm på 20 A, vil utladingshastigheten være C/10 [62]. Kapasiteten, Ah, i batteriet er avhengig av strømmens utladingshastighet. Rask utlading av batteriet fører til en lavere kapasitet i ampere-hours, mens en lang utladingstid gir en høyere kapasitet i Ah.

8.3 Oppladning/Utladning og lagringstid

Opplading og utlading av batteriet kan gjennomføres med ulike C-rater. I tillegg til ulike C-rater vil oppladingen og utladingen ha ulike karakteristikk. Figur 8.2 viser oppladings- og utladingskarakteristikken for en tilfeldig valgt battericelle der en full celle lades helt ut og



Figur 8.2 Oppladning og utlading av en battericelle [64]

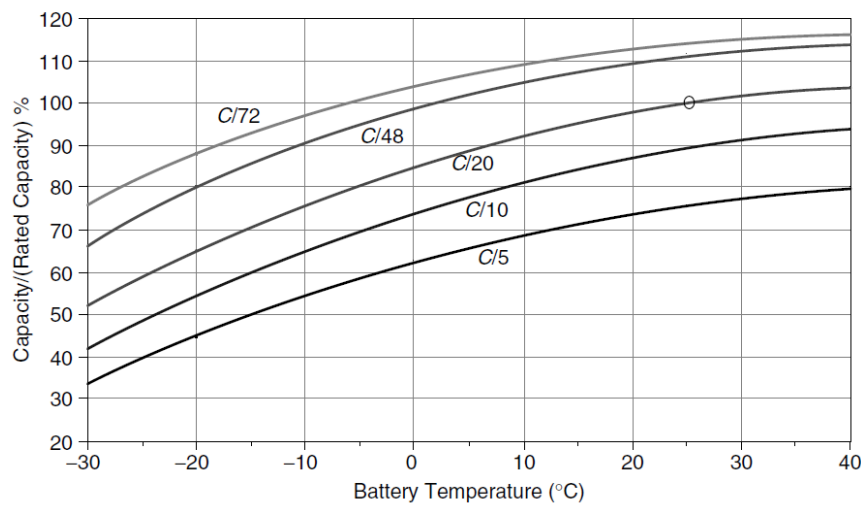
etterpå lades helt opp. Årsaken til at spenningskarakteristikken varierer er på grunn av at tomgangsspenningen og den indre resistansen er forskjellige ved opplading og utlading.

Ved utlading vil tomgangsspenningen være mindre og den indre resistansen være større enn ved opplading av batteriet. Tiden kapasiteten kan lagres i batteriet avhenger av batteriets selvutlading. Selvutlading er et mål på hvor raskt energien vil bli trukket ut fra de kjemiske cellene i batteriet, uten at batteriet er aktivt [63]. Selvutlading reduserer kapasiteten i batteriet over tid og batteriets selvutlading øker med økende temperatur [64]. Selvutlading er avgjørende for lagringstiden i batteriet.

8.4 Batteri og temperatur

Siden tapene avhenger av strømmen, vil rask utlading eller opplading resultere i høyere tap [65]. Enkelte batterier har en virkningsgrad på opp mot 95 % [66]. Batteriets kapasitet er svært avhengig av temperatur, og batterier fungerer dårlig ved lave temperaturer fordi de kjemiske reaksjonene i batteriet vil gå langsomt [65]. Ved høyere temperaturer vil batteriet være mer effektivt på grunn av en lavere indre impedans og også på grunn av raskere reaksjoner i batteriet. Derimot vil en lav indre impedans bidra til økt selvutlading som vil

reduere lagringstiden i batteriet. Figur 8.3 viser at kapasiteten er avhengig av temperatur og utladningshastighet for et tilfeldig valgt batteri.

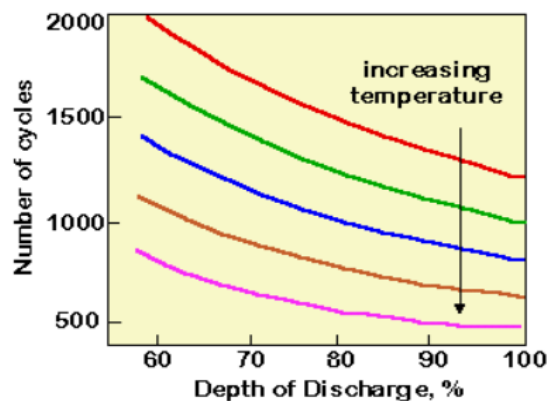


Figur 8.3 Batteriets kapasitet, temperatur og utladningshastighet [65]

8.5 Utladingsdybde og utladingsssyklus

Utladingsdybde er den prosentandelen av den lagrede batterikapasiteten som kan lades ut av batteriet. Overskrides utladingsdybden kan det oppstå skader på batteriet og levetiden kan reduseres [67]. Dyp utladingsdybde betyr at en stor del av kapasiteten i batteriet kan lades ut, noe som er en svært viktig egenskap for batterier som tilknyttes kraftnett med mye variabel kraftproduksjon. En utladingsdybde på 70 % innebærer at de resterende 30 % av batteriets kapasitet forblir i batteriet under utlading. *Deep-cycle*-batteri har en dyp utladingsdybde, og opplading/utlading av batteriet vil skje over lengre tid [68]. Motsetningen til *deep-cycle*-batteri er *starting, lighting, ignition* – SLI batteri. Disse batteriene brukes til startbatterier for motorer i for eksempel biler. SLI-batterier lades raskt opp og vil derfor være nesten fulladet mesteparten av tiden. De er derimot ikke designet for dyp utlading, noe som gjør disse batteriene uegnet for variabel produksjonslagring. *Deep-cycle*-batterier kan ha en utladingsdybde på 80 % av batteriets kapasitet, mens SLI-batterier kun har en utladingsdybde på cirka 20 % [65]. Et annet uttrykk for utladingsdybde er *State Of Charge*, heretter SOC. Mens utladingsdybde beskriver mengden kapasitet som trekkes ut av batteriet under utlading, beskriver SOC mengden kapasitet som er igjen i batteriet etter utlading. Et batteri med maksimal utladingsdybde på 80 % vil derfor ha en SOC på minimum 20 %. Utladingsssyklus er en betegnelse på hvor mange ganger batteriet kan lades opp og lades ut når ladeprosessen skjer innenfor grensen for utladingsdybden.

Figur 8.4 viser et tilfeldig valgt *deep-cycle*-batteri ved ulike temperaturer og sammenhengen mellom antall utladingssykluser og utladingsdybden.



Figur 8.4 Lead-acid batteri og sammenhengen mellom temperatur, antall utladingssykluser og utladingsdybden [61]

Fra figur 8.4 kan det konkluderes med at levetiden til et batteri er et resultat av utladingsdybde og utladingssykluser. Jo dypere utladingsdybde, jo færre utladingssykluser kan et batteri tåle. Ut fra denne figuren kan det fort konkluderes med at batteriets levetid vil være kortere ved lav utladingsdybde og dermed færre utladingssykluser, men det er viktig å bemerke at det ikke finnes noen fasit på hvor mange utladingssykluser med dypeste utladingsdybde et batteri vil ha i løpet av ett år. Hvis man unngår å lade ut batteriet helt til dypeste utladingsdybde vil antall utladingssykluser øke og dermed kan også batteriets levetid øke. Batteriets tilstand vil påvirke utladings- og oppladingstiden. Aldringsprosessen i et batteri skjer ved at kapasiteten i batteriet reduseres over tid. Det vil derfor ikke være mulig å lade opp eller lade ut like mye energi fra batteriet som da det var nytt. Når batteriets levetid går ut vil ikke batteriet plutselig havare, men fortsette aldringsprosessen med samme hastighet som tidligere, men med lavere kapasitet [69].

8.6 Tap ved opplading og utlading

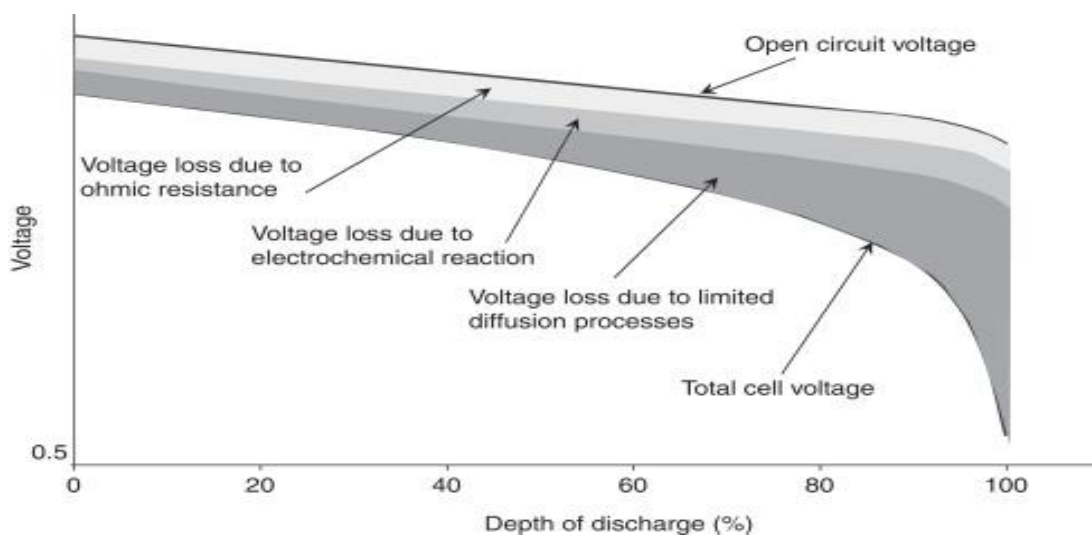
Den indre resistansen i batteriet vil i virkeligheten være mye mer kompleks enn det som er vist i figur 8.1. Batterier vil lagre energien i form av kjemisk energi, og omformingen fra kjemisk til elektrisk energi vil gi tap i batterisystemet. I tillegg vil det forekomme tap på grunn av diffusjonsprosesser, ohmske resistanser og dersom energien lagres for lenge i batteriet. Spenningen i batteriet er gitt av tomgangsspenningen - *Open circuit voltage* - og overspenningene som oppstår på grunn av diffusjon, elektromekaniske reaksjoner og ohmsk resistans. Når batteriet lades opp vil den totale celledspenningen alltid være høyere enn

tomgangsspenningen. Ved utlading vil den totale celledspenningen være lavere enn tomgangsspenningen. Ved utlading kan batterispenningen uttrykkes ved:

$$U_B = U_{tomgang} - IR - \eta_{reaksjon} - \eta_{diffusjon}$$

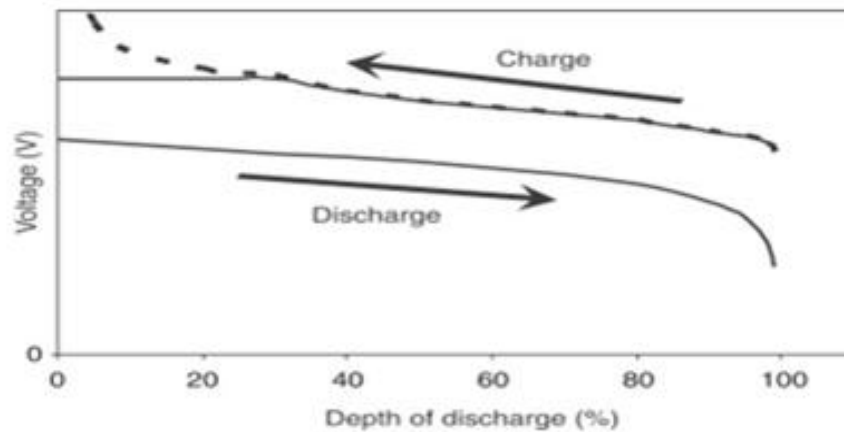
Der $\eta_{reaksjon}$ er positiv under opplading og negativ ved utlading.

Figur 8.5 viser utladingskurven for et batteri, og hvordan det avhenger av utladingsdybden. De grå områdene mellom tomgangsspenningen og den totale celledspenningen indikerer et spenningsstap som resulterer i systemtap i batteriet [70].



Figur 8.5 Batteritap og spenningskurve ved utlading av batteri [70]

Figur 8.5 indikerer også at tapene i batteriet øker med utladingsdybde grunnet økt spenningsstap. Batteriet vil operere med en varierende spenning og kan utføre både korte og lange utladingscykluser. Det er derfor vanskelig å ha kontinuerlig oversikt over tapene i batteriet. De samme overspenningene oppstår når batteriet lades opp. Normalt har et batteri en grense for maksimum oppladingsspenning som vist i figur 8.6. Uten en slik begrensning av spenningen vil spenningen i batteriet følge den prikkete linjen.



Figur 8.6 Opplading og utlading av batteri med spenningsgrense [70]

8.7 Effekt vs. energi og utladingstid

Som beskrevet i kapittel 6.1.4 er energi/effekt-forholdet svært viktig for å definere batteriets størrelse og vekt. Effektkarakteristikken [W] og energikarakteristikken [kWh] avgjør om batteriet opererer med effekt i løpet av en kort periode eller energi i løpet av en lengre periode [47]. Batterier blir ofte levert som standardpakker hvor effekt, energi og utladingstid er fastsatt. Kjøp av batteripakker kan i noen tilfeller resultere i at effektkarakteristikken er høyere enn nødvendig. Et konkret eksempel er beskrevet i rapporten *Using storage to integrate renewables into the distribution system* [71] fra CIRED-konferansen 2013. Rapporten beskriver et kraftnett som har problemer med spenningsprang. Det valgte batteriet har en effekt på 2 MW og energikapasitet på 500 kWh. Etter analyser av kraftnettet konkluderes det med at spenningspranget reduseres til under spenningsprangsgrensen hvis et batteri på 1,95 MVA tilknyttes. Med en energikapasitet på 500 kWh kan dette batteriet forsyne kraftnettet i cirka 16 min. Figur 7.1 viser derimot at spenningsprang i kraftnettet kan, og foretrekkes, redusert innen ett minutt. Med en utladingstid på ett minutt vil dette batteriet kun behøve en energikapasitet på 32 kWh og det konkluderes med at batteripakken er overdimensjonert, men samtidig kan et overdimensjonert batteri benyttes til å løse andre nettproblemer. Det er derfor svært viktig å dimensjonere batteriets effekt, energikapasitet og utladingstid avhengig av hvilket nettproblem som skal løses.

9. Batteri i distribusjonsnett

Dette kapitlet fokuserer på hvordan et batteri vil påvirke et distribusjonsnett med lokale produksjonsenheter. Som beskrevet i kapittel 8.7 må batteriet dimensjoneres på bakgrunn av hvilket nettproblem som skal løses. Avgjørende for hvordan batteriet påvirker distribusjonsnettet er batteriets egenskaper og tilstanden på det eksisterende nettet. Etter samtaler med *Eltek* og *ABB* har forfatter kommet frem til at det er vanskelig å si noe generelt om nytteverdien av et batteri i et distribusjonsnett uten å gjennomføre analyser på et konkret kraftnett. Det har også vært vanskelig å finne litteratur om batteriets påvirkning på distribusjonsnettet, da de fleste rapporter har studert konkrete kraftnett. Likevel vil forfatter i dette kapitlet forsøke å resonnerer seg frem til hvordan et batteri for reduksjon av effekttopper og utjevning av leveranse/uttak fra regionalnettet vil påvirke distribusjonsnettet. Det vil også bli undersøkt hvordan et batteri for å redusere spenningsprang vil påvirke distribusjonsnettet. I kapittel 14 vil den teoretiske konklusjonen i dette kapitlet prøves ut i praksis ved å kjøre et usecase på en reell radial.

9.1 Valg av nettproblemer

Batterier kan lagre energi i situasjoner med overskuddskraft og forbruke energien til å jevne ut effekttopper. De andre teknologiene beskrevet for å løse nettproblemer har ikke denne fleksibiliteten. På grunn av sesongvarierende vannkraftproduksjon oppstår høye forbrukstopper om vinteren og høye produksjonstopper om sommeren. Den forventede økningen av DG-enheter kan medføre enten høyere eller lavere effekttopper avhengig av kombinasjonen av vann-, vind-, og solkraftanlegg. Høye effekttopper fører til høy belastning på linjene og det kan oppstå flaskehals i deler av distribusjonsnettet. Det er svært interessant å undersøke om et batteri kan redusere effekttopper og flate ut leveransen/uttaket fra regionalnettet. Med mange DG-enheter tilknyttet distribusjonsnettet vil hurtig variasjon mellom høy og lav produksjon føre til spenningsendringer i distribusjonsnettet. Med dette som bakgrunn ønsker forfatter også å undersøke om et batteri kan bidra til å redusere spenningsprang i distribusjonsnettet.

9.2 Plassering av batterier

Plassering av et batteri avhenger av det eksisterende nettet og hvor i kraftnettet nettproblemet er lokalisert. Hvis behovet er lastutjevning må den eventuelle flaskehalsen i distribusjonsnettet identifiseres, og batteriet bør plasseres der hvor det vil kunne ha størst effekt på effektflyten gjennom denne flaskehalsen [72]. Det eksisterende nettet avgjør hvor batteriet vil yte størst effekt. Hvis behovet er reduksjon i spenningsendring bør batteriet plasseres i nærheten av det punktet hvor det største spenningspranget inntreffer. Typisk vil det største spenningspranget befinne seg i nærheten av generatoren, siden produksjonen går fra fullproduksjon til lavproduksjon i løpet av et kort tidsintervall.

9.3 Spenningsprofil

Spenningsprofilen i distribusjonsradialen vil avhenge av det eksisterende nettet, batteriets kapasitet, oppladings- og utladingstid. Batteriet vil operere som en produksjonsenhet når det lades ut, eller som en forbrukslast når batteriet lades opp [73]. Det innebærer at spenningsprofilen i distribusjonsradialen vil øke når batteriet lades ut, og motsatt vil spenningsprofilen i distribusjonsradialen reduseres når batteriet lades opp. Batteriets lagringskapasitet samt oppladings- og utladingstid avgjør endringen i spenningsprofilen. Et batteri med lav kapasitet vil ikke endre spenningsprofilen like mye som et batteri med høy kapasitet. Årsaken er at et batteri med lav kapasitet vil forbruke og tilføre mindre elektrisk energi, mens et batteri med stor kapasitet vil forbruke og tilføre mer elektrisk energi. Avhengig av batteriets kapasitet vil også spenningsprofilen i distribusjonsradialen påvirkes av oppladings- og utladingstiden til batteriet. Rask opplading av batteriet resulterer i lavere spenningsprofil i distribusjonsradialen fordi batteriet må få tilført større mengde energi i løpet av en kort tidsperiode. Motsatt vil et batteri med lang oppladingstid få tilført en mindre mengde energi i løpet av en lengre tidsperiode og vil dermed ikke påvirke spenningsprofilen i like stor grad.

9.4 Linjetap

Linjetapene definert i ligning 1 og 2 består både av aktive og reaktive tap. Den reaktive effekten bidrar ikke til å levere energi, men til å øke spenningsfall og tap i kraftnettet. Årsaken til at tapene øker er fordi reaktiv last vil bidra til en økning i strømmen som fører til større tap i kraftnettet. Kabler og linjer har en naturlig last, og hvis overføringseffekten overstiger den naturlige lasten vil kabler og linjer forbruke reaktiv effekt og øke det reaktive tapet [11].

$$P_t = RI_R^2 \quad (1)$$

$$Q_t = XI_R^2 \quad (2)$$

Dersom batteriet har til hensikt å redusere effekttopper vil overføringseffekten og belastningen på radialen reduseres. Uten konkrete beregninger er det vanskelig å si noe om hvordan den avgjørende tapsfaktoren, reaktiv effekt, vil endres. Et batteri som lader opp DG-enheter i nærheten, kortreist kraft, vil hindre at strømmen må flyte i motsatt retning og kan bidra til å redusere linjetapene. Spørsmålet er hvorvidt tapene i batteriet vil overskride tapsreduksjonen i linjene slik at virkningsfordelen blir lavere med batteri. Hvis DG-enhetene er frakoblet vil batteriet lades opp av det overliggende kraftnettet og linjetapene forblir det samme som før batteriet ble tilknyttet [73] [72].

9.5 Batteri for reduksjon av effekttopper og spenningsprang

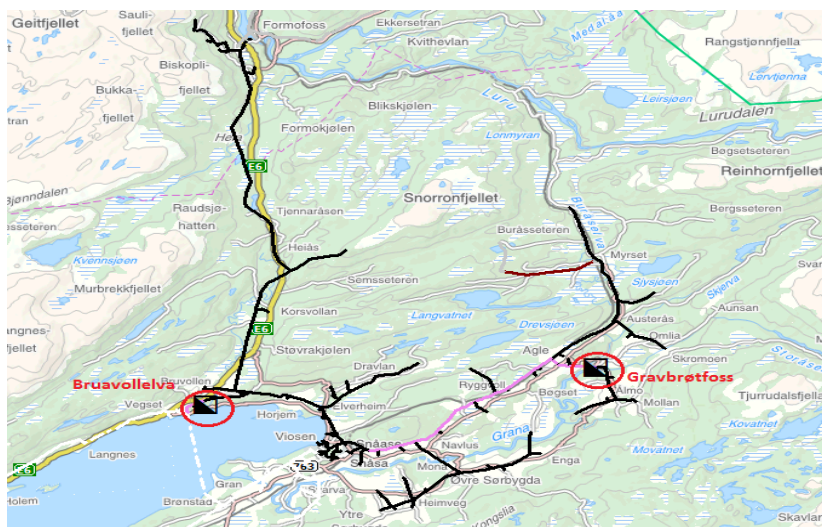
Det eksisterende kraftnettet og den ønskede tjenesten avgjør batteriets lagringskapasitet, responstid og effekt. Fra figur 7.1 er det vist at batterier må ha en svært lav responstid på under ett sekund for å redusere spenningsprang. Batteriet krever et høyt effektuttak [W] i løpet av kort tid med en relativt lav energikapasitet [kWh]. Batterier for å redusere effekttopper må ha et lavt/middels effektuttak, lang oppladings- og utladingstid og høy energikapasitet.

10. Beskrivelse av planområdet i NetBas

Analyseverktøyet NetBas er benyttet til å gjennomføre stasjonære lastflytberegninger på en aktuell distribusjonsradial i Snåsa, Nord-Trøndelag, hvor to elvekraftverk er tilkoblet en distribusjonsradial. NetBas er et analyseverktøy som anvendes til nettdokumentasjon, prosjektering og utbygging, drift og vedlikehold samt analyser av kraftnettet. NTE Nett AS har i NetBas konstruert nettmodeller med all nødvendig informasjon for å utføre stasjonære lastflytberegninger av distribusjons- og regionalnettet i Nord-Trøndelag. Lastflytanalyser gir informasjon om blant annet strømmer som flyter i ulike deler av radialen, spenningsverdier, tap, samt aktiv og reaktiv effektflyt [11]. Kapittel 10 inneholder en beskrivelse av distribusjonsradialen i det aktuelle planområdet, funksjonalitetskrav fra NTE Nett AS, beskrivelse av produksjonsenhetene i radialen og tilstandsopplysninger for distribusjonsradialen.

10.1 Beskrivelse av distribusjonsradialen i Snåsa

Samleskinnen Snåsa-22AX1 forsyner distribusjonsradialen Snåsa-22SN1 i Snåsa, Nord-Trøndelag. Snåsa-22AX1 forsynes av det overliggende regionalnettet Snåsa-66T1A. Både regionalnettet og distribusjonsnettet i Nord-Trøndelag eies og driftes av NTE Nett AS. I Snåsa-22SN1-radialen er det tilknyttet to uregulerbare elvekraftverk, Bruavollelva og Gravbrøtfoss. Bruavollelva er lokalisert 608 m fra samleskinnen med en installert effekt på 3,9 MW. Gravbrøtfoss er lokalisert 16,3 km fra samleskinnen med en installert effekt på 2,1 MW. Figur 10.1 viser et kart hentet i NetBas over Snåsa-22SN1-radialen og de to DG-enhetene.



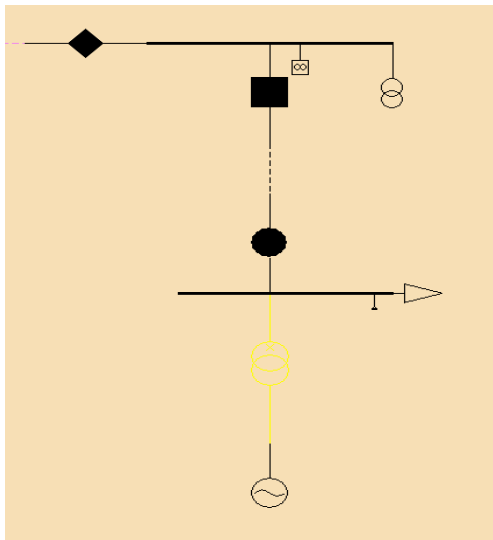
Figur 10.1 Kart over Snåsa-22SN1 og DG-enhetene

10.2 Nettselskapets funksjonalitetskrav

NTE krever en spenning i distribusjonsnettet mellom 20,5 og 23 kV. Generatorene må operere i området $\pm 5\%$ av merkespenningen. Spenningsstranget ved innkobling/utkobling av produksjonsenheten i distribusjonsnettet kan ikke overstige $\pm 3\%$. Ved produksjon eller forbruk av reaktiv effekt må effektfaktoren på -0,95 og 0,90 overholdes [27] [2].

10.3 Fastsetting av produksjonsenhetenes egenskaper

Elvekraftverkene Bruavollelva og Gravbrøtfoss er bygd opp av en synkrongenerator, knutepunkt, effektbryter og en transformator. Figur 10.2 illustrerer hvordan generatoren er bygd opp i NetBas. En synkrongenerator kan spenningsreguleres på flere måter, men det er



her valgt å benytte $\cos \varphi$ -regulering, heretter PQ-regulering. Ved PQ-regulering låses den reaktive effekten i generatoren til en verdi mellom maksimums- og minimumsgrensen. Dermed kan størrelsen på reaktiv effekt bestemmes og spenningen på sekundærsiden av transformatoren vil variere som følge av variasjon i last og produksjon. Avgjørende for om PQ-regulering kan gjennomføres vil være om spenningen er innenfor grensene på $\pm 5\%$ [2].

Figur 10.2 Oppsett av produksjonsenhet

Generatorens effektfaktor $\cos \varphi$ er satt til -0,95 undermagnetisert og 0,9 overmagnetisert etter krav fra NTE Nett AS. Ved overmagnetisering vil det mates inn reaktiv effekt på nettet, og ved undermagnetisering vil det trekkes reaktiv effekt fra nettet. Maksimums- og minimumsverdi for reaktiv effekt blir funnet ved disse formlene [27]:

$$Q_{maks} = P_{maks} * \tan(\varphi_{maks}) \quad (3)$$

$$Q_{min} = -P_{maks} * \tan(\varphi_{min}) \quad (4)$$

Figur 10.3 viser innstillingene for aktiv effekt, reaktiv effekt og spenning for generatoren i Bruavollelva. Maksimums- og minimumsgrensene for reaktiv effekt blir kalkulert ved hjelp av ligning 1 og 2. Spenningen på sekundærsiden av transformatoren er 690 V, og $\pm 5\%$ fører til en minimumsspenning på 655 V og en maksimumsspenning på 724 V. Når generatoren

opererer med PQ-regulering må spenningen være innenfor maksimums- og minimumsverdi for spenning.

	Aktuell	Minimum	Maximum	Kostnad	
Produksjon MW	3,9				kr/MWh
Produksjon MVAr		-1,29	1,888		kr/MVAr/år
Spenning kV		0,655	0,724		Lås spenningen

Figur 10.3 Generator Bruavollelva

10.4 Tilstandsopplysninger for Snåsa-22SN1

Dette kapitlet fokuserer på å avdekke eventuelle nettproblemer som kan oppstå i Snåsa-22SN1-radialen ved tilknytning av DG-enhetene Bruavollelva og Gravbrøtfoss. Forfatter har gjennomført flere stasjonære analyser med varierende produksjon og forbruk i NetBas. Nettproblemene er beskrevet i kapittel 3.4 og det er her fokusert på stasjonære spenninger, spenningsprang samt effektflyten mellom regionalnettet og distribusjonsradialen Snåsa-22SN1.

10.4.1 Stasjonære spenninger

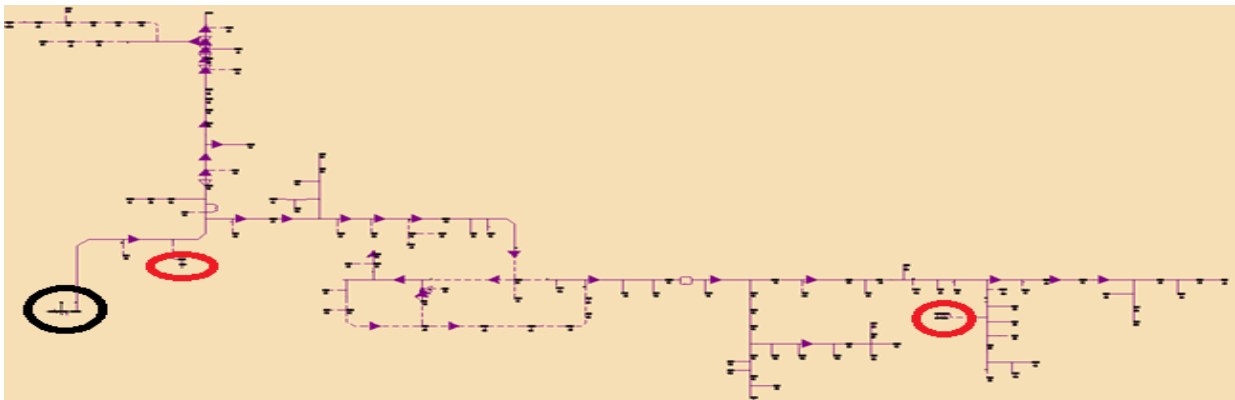
PQ-regulering er valgt for å unngå unødvendig flyt av reaktiv effekt i distribusjonsnettet. Resultat fra lastflytberegninger i NetBas indikerer at generatoren i både Gravbrøtfoss og Bruavollelva kan operere med PQ-regulering med null produksjon/forbruk av reaktiv effekt. De stasjonære spenningene i distribusjonsnettet opererer mellom 20,5 kV – 23 kV. Spenningen på sekundærsiden av transformatoren vil ved de mest kritiske situasjonene ”maksimal produksjon – minimum forbruk” og ”minimum produksjon – maksimal forbruk” holde seg innenfor maksimums- og minimumsgrensene for spenning.

10.4.2 Spenningsprang

Det største spenningspranget vil oppstå når den lokale produksjonsenheten kobles inn og ut fra ”maksimal produksjon – maksimalt forbruk” til ”minimal produksjon – maksimalt forbruk”. Etter å ha kjørt disse lastflytsituasjonene viser det seg at det største spenningspranget som foreligger i Snåsa-22SN1-radialen er på 3,206 % og er lokalisert i nærheten av Gravbrøtfoss kraftverk. Det vil si at spenningspranget overstiger kravet fra NTE på 3 %. Bruvollrelva ligger nært Snåsa 66/22-transformatorstasjon. Dermed blir ikke påvirkningen fra Bruvollrelva spesielt merkbar siden den har en vesentlig høyere kortslutningsytelse.

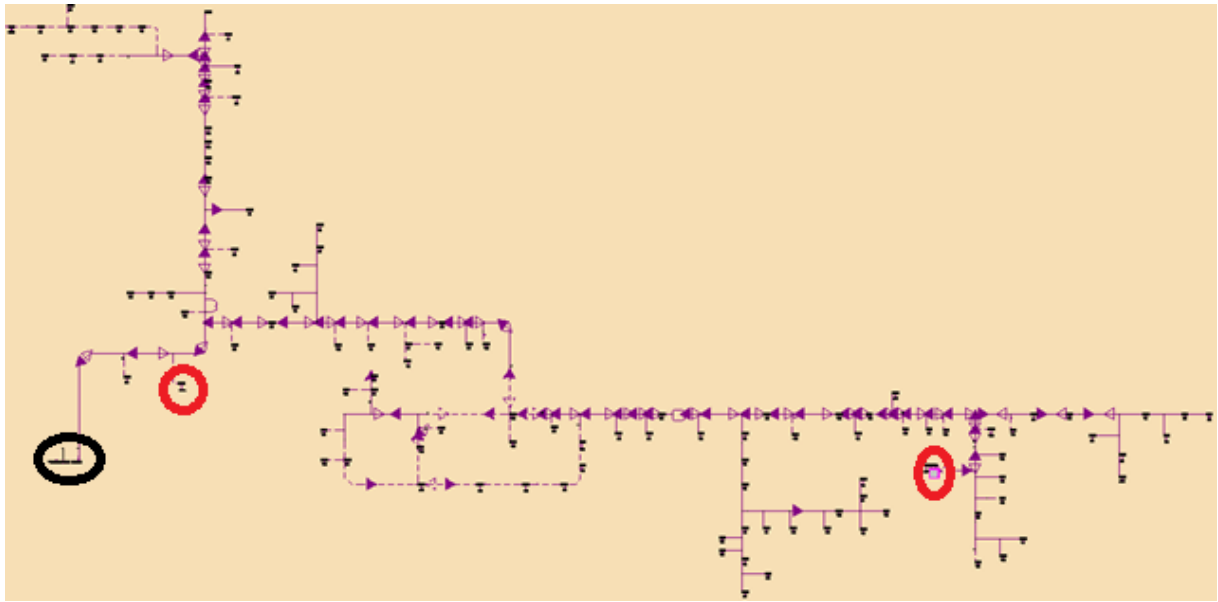
10.4.3 Effektflyten i Snåsa-22SN1

Som beskrevet i kapittel 3.4.1 vil effektflyten i radialen avhenge av mengde produksjon og forbruk tilknyttet radialen. Figur 10.4 representerer situasjonen ”null produksjon – maksimalt forbruk”. De små pilene viser den aktive effektflyten i radialen. DG-enhetene og 66/22-trafoen er representert med henholdsvis to røde og en sort sirkel.



Figur 10.4 Aktiv effektflyt ved "null produksjon - maksimalt forbruk"

Når verken Bruvollrelva eller Gravbrøtfoss produserer aktiv effekt vil Snåsa-22SN1 forsynes av regionalnettet. Den aktive effektflyten vil dermed operere med en enveis-effektflyt fra 22 kV-samleskinnen. I denne situasjonen må regionalnettet forsyne Snåsa-22SN1-radialen med 4,84 MW aktiv effekt og 0,824 MVar reaktiv effekt. Ved ”maksimal produksjon – minimum forbruk” vil Bruvollrelva og Gravbrøtfoss operere med maksimal aktiv effekt. Som vist i figur 10.5 fører denne situasjonen til toveis-effektflyt i Snåsa-22SN1-radialen. Radialen vil forbruke en reaktiv effekt på 0,290 MVar, mens produksjonen fra de to DG-enhetene vil være større enn forbruket. Dermed forsyner Snåsa-22SN1 regionalnettet med 4,52 MW aktiv effekt.



Figur 10.5 Aktiv effektlyt ved "maksimal produksjon - minimum forbruk"

11. Simuleringsverktøy

I kapittel 9.1 er det valgt å undersøke om et batteri kan redusere effekttopper og flate ut leveranse/uttak fra regionalnettet. I tillegg er det valgt å undersøke om et batteri kan redusere spenningsprang i distribusjonsnettet. For å gjennomføre slike simuleringer i Snåsa-22SN1-radialen har forfatter blitt anbefalt programmet *DigSilent PowerFactory*. NetBas er et stasjonært simuleringsprogram og kan derfor ikke benyttes da batteriet må studeres over tid.

11.1 DigSilent PowerFactory

DigSilent PowerFactory er et dynamisk analyseverktøy, hvor den som anvender programmet lager en dynamisk modell av planområdet som skal undersøkes. I dette programmet kan produksjon og forbruk endres over tid. I tillegg kan utkobling av generatorer simuleres. Endring av produksjon og forbruk fastsettes som *hendelser* og inntreffer ved et gitt tidspunkt, bestemt av den som anvender programmet. Et *innebygd* standardbatteri i DigSilent PowerFactory skal benyttes for å undersøke om effektflyten kan flates ut samt om spenningspranget kan reduseres i Snåsa-22SN1-radialen. *Innebygd* betyr i denne sammenheng funksjoner eller komponenter som er lagt inn i, med innstillinger, standardbiblioteket i DigSilent PowerFactory.

11.2 Forfatters erfaring med DigSilent PowerFactory

Forfatter har ingen tidligere kjennskap til DigSilent PowerFactory og har derfor brukt svært mye tid på å modellere planområdet. Samtidig har det vært tidkrevende å opprette de dynamiske analysene. Forfatter har brukt mye tid på å lese brukermanualen for DigSilent PowerFactory for å forstå de innebygde funksjonene i programmet. Det bør også nevnes at personen som har kjennskap til batteriet i DigSilent PowerFactory har vært bortreist under hele masterperioden. Forfatter har derfor vært nødt til å stole på sin egen lærdom og intuisjon når det gjelder batteriet i dette programmet. Leseren bes derfor ta hensyn til at forfatter har vært nødt til å lære seg et helt nytt program og at læringsprosessen har vært tidkrevende.

11.3 Beskrivelse av scenarioer

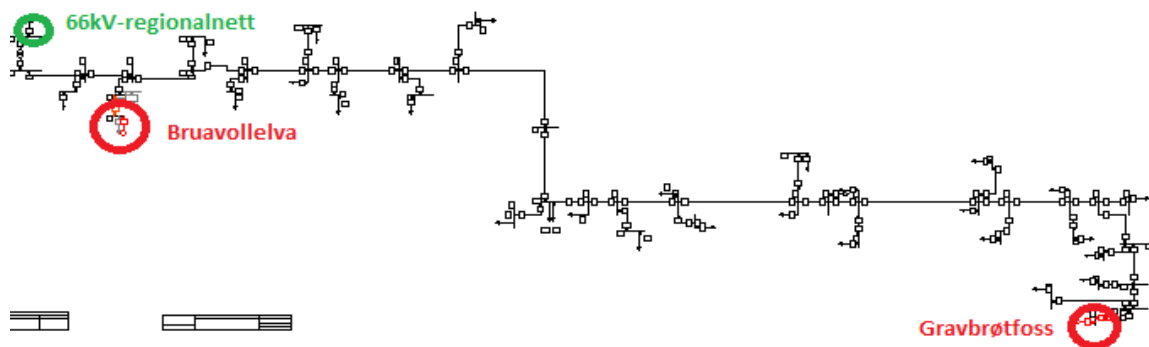
I scenario 1 og 2 skal det undersøkes om batterier kan anvendes til å redusere effekttopper og jevne ut effektflyten mellom regionalnettet og distribusjonsradialen Snåsa-22SN1. De to scenarioene vil bli referert til som langtidslagring og korttidslagring. Da det er korttidslagring som er mest interessant for Snåsa-22SN1 vil scenario 1, med langtidslagring, gjennomføres primært for å undersøke hvordan batteriet i DigSilent PowerFactory fungerer og hvilke innstillinger som må defineres. I tillegg til utjevning av effektflyten skal det i scenario 3 undersøkes om batterier kan avhjelpe problemet med spenningsprang i distribusjonsradialen.

12. Modellering av Snåsa-22SN1 og de tre scenarioene

I kapittel 12 er det beskrevet hvordan Snåsa-22SN1-radialen er modellert i programmet DigSilent PowerFactory. Kapitlet omhandler også en beskrivelse av hvordan de tre scenarioene er opprettet.

12.1 Modellering av Snåsa-22SN1-radialen

Den eksisterende distribusjonsradialen, Snåsa-22SN1, hentet fra NetBas, inneholder over 200 linjer og kabler, over 100 fordelingstransformatorer, to DG-enheter med tilhørende transformatorer, en transformator mellom regionalnettet og distribusjonsnettet og cirka 100 forbrukslaster. Modellen i DigSilent PowerFactory ble først laget identisk med modellen i NetBas. Det ga en modell med over 200 bus-barer som representerte primær- og sekundærside av fordelingstransformatoren, samt cirka 50 bus-barer mellom ulike linjer og kabler. Modellen i DigSilent PowerFactory innholdt på det meste over 270 bus-barer. Da forfatter hadde laget en modell identisk med Snåsa-22SN1-radialen, viste det seg at DigSilent PowerFactory-lisensen til NTNU var svært begrenset. Brukere av DigSilent PowerFactory som benytter NTNU-lisens kan kun lage modeller med maksimum 50 bus-barer. Forfatter var dermed nødt til å forenkle distribusjonsradialen betraktelig. På grunn av disse forenklingene er det antatt at resultatene fra radialen i DigSilent PowerFactory vil avvike noe fra den eksisterende radialen i NetBas. Figur 12.1 viser den endelige distribusjonsradialen Snåsa-22SN1 i DigSilent PowerFactory.



Figur 12.1 Snåsa-22SN1-radialen i DigSilent PowerFactory

12.1.1 Typer

For identiske komponenter kan *typer* opprettes i DigSilent PowerFactory for å begrense arbeidsmengden. For Snåsa-22SN1-radialen er det opprettet linjetyper, generatortyper, transformatortyper og lasttyper. Denne typefunksjonen er svært effektiv da like komponenter kan defineres som *typer* fremfor å legge inn nye parametere for hver enkelt komponent.

12.1.2 Modellering av linjer og kabler i DigSilent PowerFactory

I NetBas inneholder Snåsa-22SN1-radialen over 200 ulike linjer og kabler. I DigSilent PowerFactory er linjene og kablene definert som *typer*. Figur 12.2 viser hvordan linjetypen Feal 1x120 er opprettet i DigSilent PowerFactory. For å gjennomføre de dynamiske analysene må parametere som aktuell spenning, frekvens, nominell strøm, resistans, reaktans og kapasitans for linjen defineres. Disse verdiene er hentet fra «Planleggingsbok for kraftnett», Bind III, Del V, Teknisk Data for Komponenter, utarbeidet ved SINTEF Energiforskning AS [74].

Figur 12.2 Innstillinger for linjetype Feal 1x120

Deretter må lengden på den aktuelle linjen defineres. Linje- og kabellengder er hentet fra NetBas-modellen. Like linjetyper er slått sammen til én linje for å redusere antall bus-barer. Modellen av Snåsa-22SN1-radialen i DigSilent PowerFactory er redusert fra over 200 til 39 linjer og kabler. Figur 12.3 viser sammendraget av én enkelt linje i DigSilent PowerFactory. For å få en oversiktlig distribusjonsradial har kablene og linjene blitt nummerert med identiske nummer som i NetBas.

Resulting Values	
Rated Current (act.)	0,624 kA
Pos. Seq. Impedance, Z1	0,3698919 Ohm
Pos. Seq. Impedance, Angle	63,73532 deg
Pos. Seq. Resistance, R1	0,163684 Ohm
Pos. Seq. Reactance, X1	0,331704 Ohm
Zero Seq. Resistance, R0	0, Ohm
Zero Seq. Reactance, X0	0, Ohm
Earth-Fault Current, Ice	0, A
Earth Factor, Magnitude	0,3333333
Earth Factor, Angle	180, deg

Figur 12.3 Sammendrag for den aktuelle linjen og innsetting av linjelengde

12.1.3 Modellering av regionalnettet i DigSilent PowerFactory

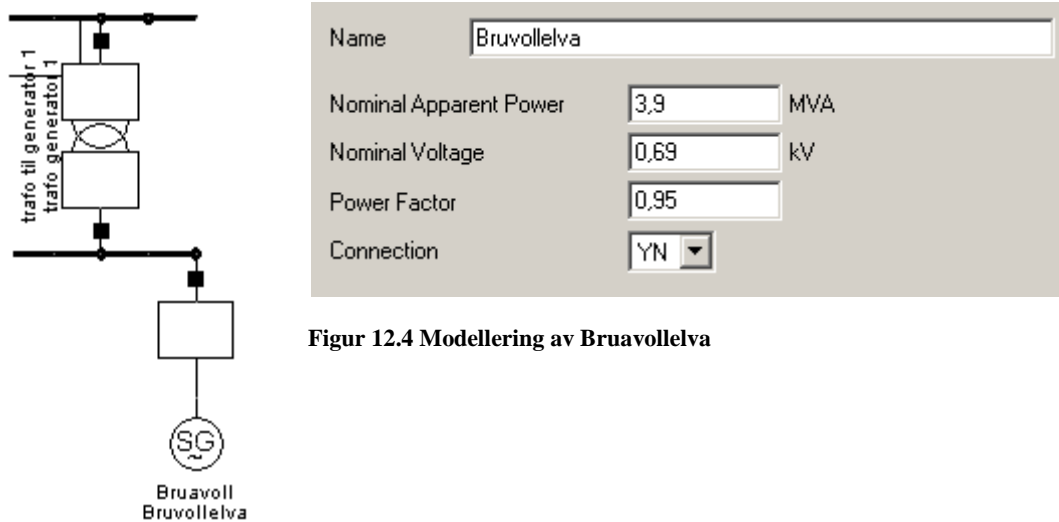
Regionalnettet er i DigSilent PowerFactory modellert som en *External Grid*, heretter kalt eksternt nett. Det eksterne nettet er definert som referansemaskin i modellen. En referansemaskin i DigSilent PowerFactory vil forsyne eller forbruke aktiv og reaktiv effekt avhengig av behovet i Snåsa-22SN1-radialen. Det betyr at det eksterne nettet vil forsyne Snåsa-22SN1-radialen med aktiv effekt når forbruket i radialen er større enn produksjonen. Hvis produksjonen er større enn forbruket vil DG-enhetene i Snåsa-22SN1-radialen forsyne det eksterne nettet med aktiv effekt.

12.1.4 Modellering av laster og transformatorer i DigSilent PowerFactory

Det aktive og reaktive forbruket for hver last er hentet fra Snåsa-22SN1-modellen i NetBas. Maksimalt forbruk for alle lastene er funnet ved å kjøre en lastflytberegning på distribusjonsradialen i tunglast. Deretter er forbruket for flere laster summert sammen for å redusere antall bus-barer i radialen, noe som fører til at de opprinnelige 100 lastene er redusert til 27 større laster. For ytterligere å redusere antall bus-barer er alle fordelingstransformatorer fjernet og lastene er koblet rett inn på Snåsa-22SN1-radialen. For å kompensere for dette er forbruket i hver last økt med 10 %.

12.1.5 Modellering av DG-enheter i DigSilent PowerFactory

Figur 12.4 viser hvordan Bruavollelva er modellert i DigSilent PowerFactory. Både Bruavollelva og Gravbrøtfoss består av synkrongeneratorer, da dette ble valgt i kapittel 10.4.1. Synkrongeneratorene er tilknyttet sekundærsiden av 22/0,69 kV-transformatoren med en effektfaktor på 0,95.



Figur 12.4 Modellering av Bruavollelva

Generatorene er utstyrt med to kontrollsystemer: *automatisk spenningsregulator*, heretter AVR, og *Hydro Turbin governor*, heretter HydGov. De to kontrollsystemene er innebygde funksjoner i DigSilent PowerFactory. Innstillingene på kontrollsystemet er vist i vedlegg A. HydGov regulerer produksjonen og hastigheten på generatoren. AVR regulerer generatorens magnetiseringsstrøm og dermed klemmespenningen ved å justere spenningen på rotorviklingene. I tillegg til disse kontrollsystemene reguleres både Bruavollelva og Gravbrøtfoss med PQ-regulering, som bestemt i kapittel 10.4.1. Grensene for reaktiv effekt er kalkulert ved å benytte ligning 3 og 4 i kapittel 10.3. Figur 12.5 viser at generatoren i Bruavollelva maksimalt kan forbruke 1,29 MVar, mens generatoren kan forsyne Snåsa-22SN1-radialen med 1,88 MVar.

Figur 12.5 viser også et overordnet sammendrag av innstillingene for generatoren i Bruavollelva. Gravbrøtfoss er modellert identisk med Bruavollelva, men med en aktiv effekt på 2,1 MW.

General | **Advanced** | Automatic Dispatch

Spinning if circuit-breaker is open
 Reference Machine
 Corresponding Bus Type: PQ

Mode of Local Voltage Controller
 Power Factor
 Voltage

External Secondary Controller ▼ ▶ ...
 External Station Controller ▼ ▶ ...

Dispatch
 Input Mode: P, Q
 Active Power: 3.9 MW
 Reactive Power: 0.0 Mvar
 Voltage: 1.0 p.u.
 Angle: 0.0 deg
 Prim. Frequency Bias: 0.0 MW/Hz

Capability Curve

Reactive Power Operational Limits
 Capability Curve ▼ ▶ ...
 Use limits specified in type
 Min. -0.3307692 p.u. -1.29 Mvar Scaling Factor (min.) 110.0 %
 Max. 0.4820513 p.u. 1.88 Mvar Scaling Factor (max.) 100.0 %

Active Power Operational Limits
 Min. 0.0 MW
 Max. 3.9 MW Pn 3,705 MW

Active Power: Rating
 Max. 3.9 MW Rating Factor 1,052632 Pn 3,705 MW

Figur 12.5 Innstillinger for Bruavollelva

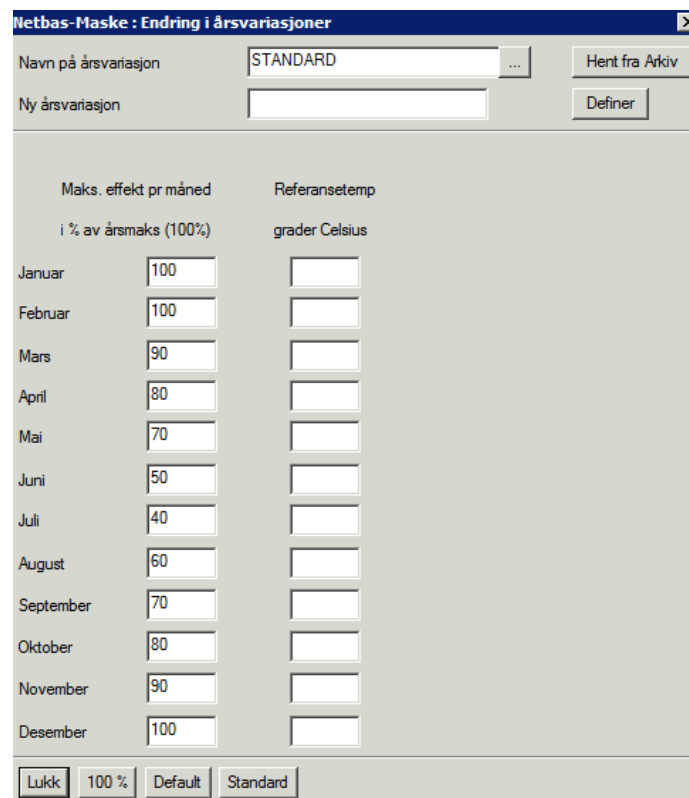
12.2 Modellering av de tre scenarioene

I dette delkapitlet blir det beskrevet hvordan produksjons- og forbruksmønsteret opprettes for de tre scenarioene. I scenario 1, for langtidslagring, er det valgt å opprette et produksjons- og forbruksmønster for ett år. I scenario 2, for korttidslagring, er det valgt å opprette et produksjons- og forbruksmønster for ett døgn. I scenario 3 vil spenningspranget studeres i gjennom ett sekund.

12.2.1 Scenario 1: langtidslagring

For scenarioet med langtidslagring vil den dynamiske simuleringen gjennomføres i et tidsrom på 365 sekund, som skal illustrere ett år, 365 dager. Dette delkapitlet beskriver hvordan det er opprettet et reelt forbruksmønster for radialen og produksjonsmønster for Bruavollelva og Gravbrøtfoss gjennom ett år.

En belastningsgradprofil fra NetBas er benyttet for å lage et variabelt forbruksmønster. Figur 12.6 viser lastens belastningsgrad i prosent per måned og det kommer tydelig frem at forbruket er høyest i vintermånedene og lavest om sommeren. Det varierende forbruksmønsteret er utarbeidet ved å opprette flere *Load Events*, heretter lasthendelse. En lasthendelse øker eller reduserer lastens aktive og reaktive forbruk over en tidsperiode.



Figur 12.6 Lastvariasjon per måned

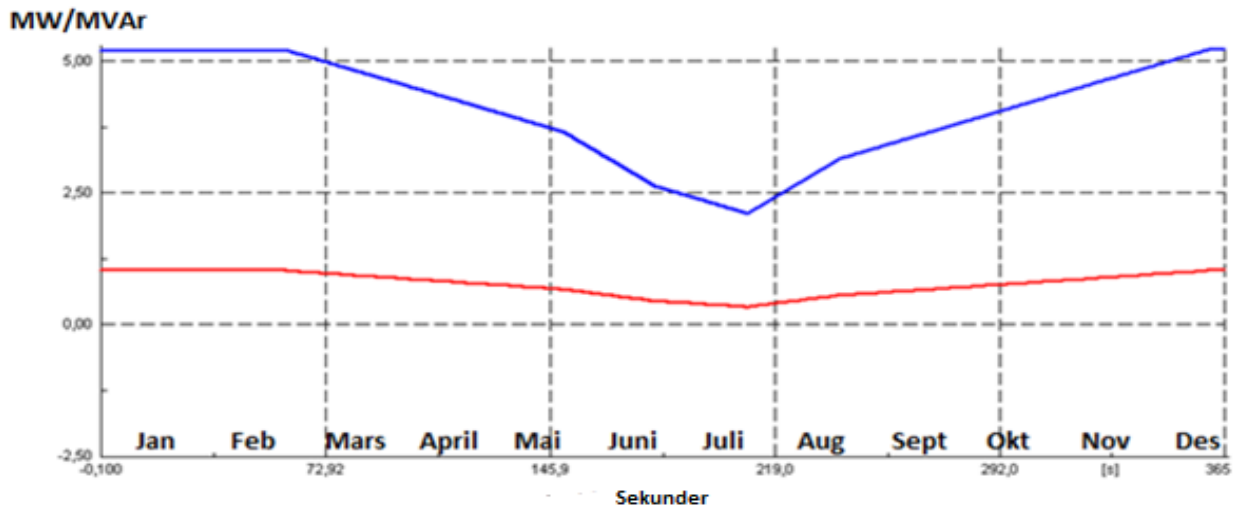
Forfatter har valgt å benytte det maksimale forbruket fra lastflytberegningen i NetBas som forbruksreferanse. Månedsforbruket for hver last er beregnet ved å multiplisere det maksimale forbruket med prosentgraden fra NetBas i den aktuelle måneden. Lasthendelsene iverksettes den første dagen i hver måned, og har en varighet på cirka 30 sekunder som tilsvarer 30 dager. Det vil si at det høyeste/laveste forbruket i den aktuelle måneden vil oppstå den siste dagen i måneden. Hver last utøver 12 lasthendelser, en for hver måned, og til sammen utfører de 27 lastene 324 lasthendelser.

Hver lasthendelse må lages manuelt og figur 12.7 viser hvordan en lasthendelse opprettes i DigSilent PowerFactory. *Execution Time* definerer når lasthendelsen skal inntreffe og er for denne lasten i det 210ende sekund. Det er valgt å benytte *Ramp-funksjonen* slik at lasten endres over tid. Denne tiden er i figur 12.7 definert som *Ramp Duration* og er satt som 30 sekund som skal illustrere 30 dager. Å benytte *Ramp-funksjonen* gir en mye bedre tilnærming til hvordan lastene i virkeligheten endres over tid sammenlignet med *Step-funksjonen*. *Step-funksjonen* kan kun endre lasten i løpet av ett sekund. Både den aktive og reaktive lasten reduseres eller øker tilsvarende i hver lasthendelse. Dette er fordi forfatter ikke har funnet noen tabell i NetBas som illustrerer hvordan den reaktive lasten varierer per måned.

The screenshot shows the 'Load Event' configuration window. The 'Out of Service' checkbox is checked. Under 'Execution Time', the 'Absolute' radio button is selected, and the values are 0 hours, 0 minutes, and 210 seconds. In the 'Event for' section, 'Single Load' is selected, 'Stage' is set to 0, and the 'Load' dropdown shows a list of load IDs including 1230, 61240, 61400, and 61380. Under 'Event of Load', the 'Ramp' radio button is selected, and 'Ramp Duration' is set to 30 seconds. The 'Proportional Load Step' section has 'Active Power' and 'Reactive Power' both set to 20%.

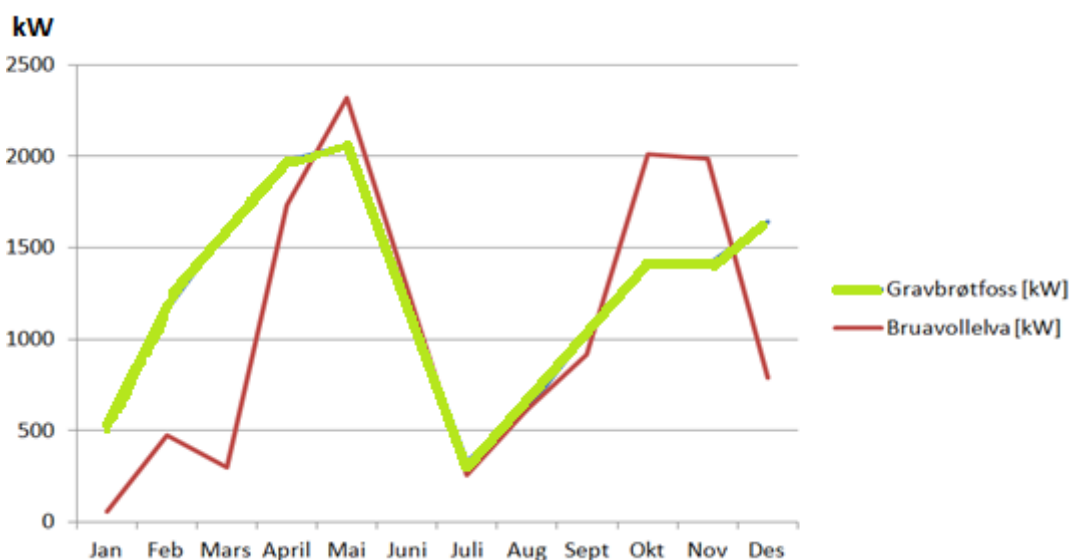
Figur 12.7 Opprette lasthendelser

Figur 12.8 viser hvordan forbruket varierer når de 324 lasthendelsene iverksettes. I dette tilfellet er DG-enhetene koblet ut og Snåsa-22SN1 forsynes kun av regionalnettet. Den blå linjen viser det varierende forbruket av aktiv effekt i Snåsa-22SN1-radialen over ett år. Den røde linjen viser det reaktive forbruket.



Figur 12.8 Forbruk i Snåsa-22SN1-radialen gjennom ett år.

Virkelige produksjonstall for Bruavollelva og Gravbrøtfoss fra året 2011 er benyttet for å fremstille et realistisk variabelt produksjonsmønster. Produksjonstallene er fremstilt i vedlegg B og beskriver gjennomsnittlig produksjon per måned for Bruavollelva og Gravbrøtfoss. En graf er laget med de virkelige produksjonstallene for de to generatorene i Excel og vist i figur 12.9.



Figur 12.9 Gjennomsnittlig produksjon for ett år

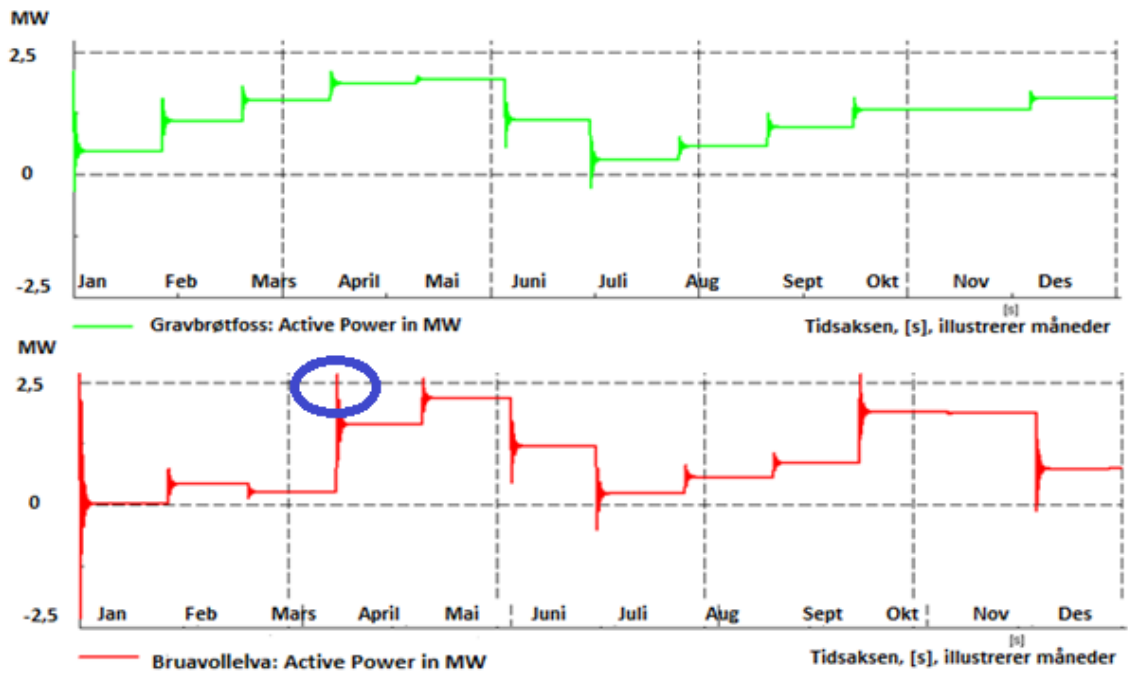
Synchronous machine event, heretter generatorhendelse, opprettes i DigSilent PowerFactory for å fremstille et variabelt produksjonsmønster. En generatorhendelse opprettes ulikt den tidligere beskrevne lasthendelsen. En generatorhendelse kan kun inntreffe momentant og ikke over tid. Som vist i figur 12.10 kan produksjonen reduseres eller økes ved å endre dreiemomentet i p.u. Det opprettes til sammen 24 generatorhendelser, en for hver måned for de to generatorene. Figur 12.10 viser generatorhendelsen som inntreffer i februar.

The screenshot shows a configuration window for a synchronous machine event. It includes the following fields:

- Execution Time:** Absolute mode, with input boxes for hours (0), minutes (0), and seconds (31.1).
- Synchronous Machine:** A dropdown menu currently showing 'ferdig_grid\Bruavoll'.
- Additional Torque:** An input box containing the value '-0.9566' with the unit 'p.u.' indicated.

Figur 12.10 Opprettelse av generatorhendelse i februar

At produksjonen kun kan endres momentant er en programmessig utfordring som medfører at produksjonsmønsteret i DigSilent Powerfactory avviker mye fra det virkelige produksjonsmønsteret. Figur 12.11 viser det resulterende produksjonsmønsteret for Gravbrøtfoss og Bruavollelva i DigSilent PowerFactory etter at de 24 generatorhendelsene er iverksatt. Når figur 12.9 sammenlignes med figur 12.11 er det svært tydelig at produksjonsendringer skjer momentant i DigSilent PowerFactory. Den momentane endringen gir også små topper eller høye produksjonsstreker, markert med blå sirkel i figur 12.11. Disse toppene opptrer når produksjonsendringen er høy, og ignoreres videre i oppgaven da dette er en programmessig feil. Resultatet samsvarer med det virkelige produksjonsmønsteret i figur 12.9 for uten den momentane endringen.



Figur 12.11 Produksjonsmønster for ett år i DigSilent PowerFactory

12.2.2 Scenario 2: korttidslagring

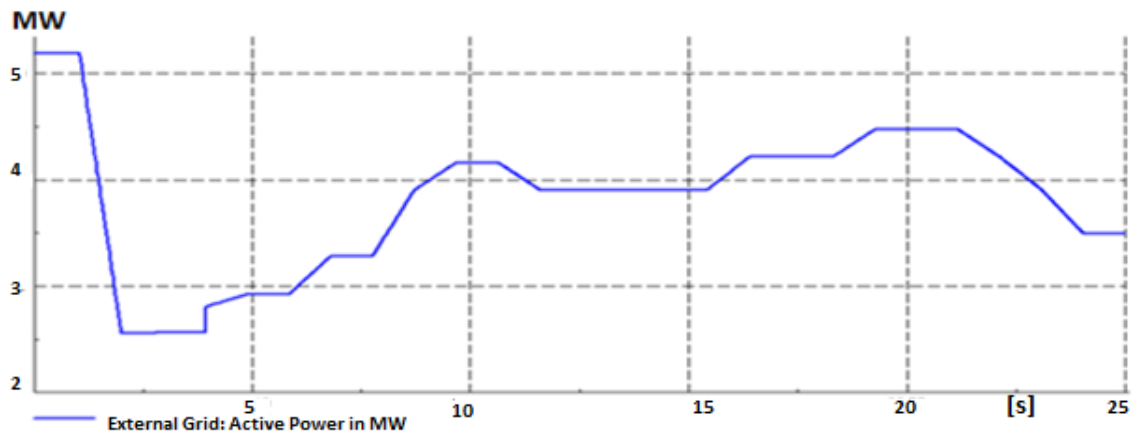
For korttidslagring er det valgt å gjennomføre simuleringen i løpet av 24 sekund som i virkeligheten skal illustrere 24 timer, ett døgn. Dette delkapittelet beskriver hvordan det er opprettet et reelt forbruksmønster for radialen og produksjonsmønster for Bruavollelva og Gravbrøtfoss gjennom ett døgn.

Time	Value	Time	Value
Time 01:	70	Time 13:	90
Time 02:	70	Time 14:	90
Time 03:	70	Time 15:	90
Time 04:	75	Time 16:	95
Time 05:	75	Time 17:	95
Time 06:	80	Time 18:	95
Time 07:	80	Time 19:	100
Time 08:	90	Time 20:	100
Time 09:	95	Time 21:	100
Time 10:	95	Time 22:	95
Time 11:	90	Time 23:	90
Time 12:	90	Time 24:	80

Figur 12.12 Lastvariasjon for ett døgn

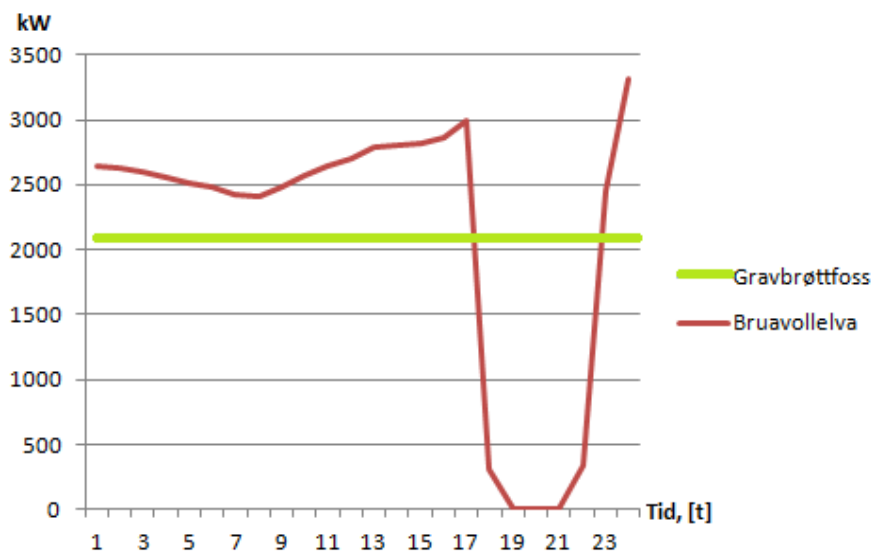
For korttidslagring er det valgt å se på døgnet 7.mai 2011. Fra figur 12.6 vil forbruket i mai være 70 % av tunglast. Lastvariasjonen gjennom ett døgn er hentet ut fra NetBas og er vist i figur 12.12. Lasthendelser for hver time er opprettet ved å multiplisere de to belastningsgradene fra figur 12.6 og 12.12. Til sammen gir dette over 600 lasthendelser som lages manuelt i DigSilent PowerFactory.

Figur 12.13 viser hvordan forbruket varierer i løpet av ett døgn når de over 600 lasthendelsene iverksettes. I dette tilfellet er DG-enhetene koblet ut og Snåsa-22SN1 forsynes kun av regionalnettet. Den blå linjen viser det varierende forbruket av aktiv effekt i Snåsa-22SN1-radialen i løpet av ett døgn, der sekunder illustrerer timer. Figur 12.13 viser også at forbruket er høyt, rundt 5 MW, i den første timen. Dette skyldes at forbruksreferansen er definert som tunglast og at det dermed tar litt tid før lasthendelsen regulerer ned til den aktuelle timelasten.



Figur 12.13 Forbruk i Snåsa-22SN1 for ett døgn

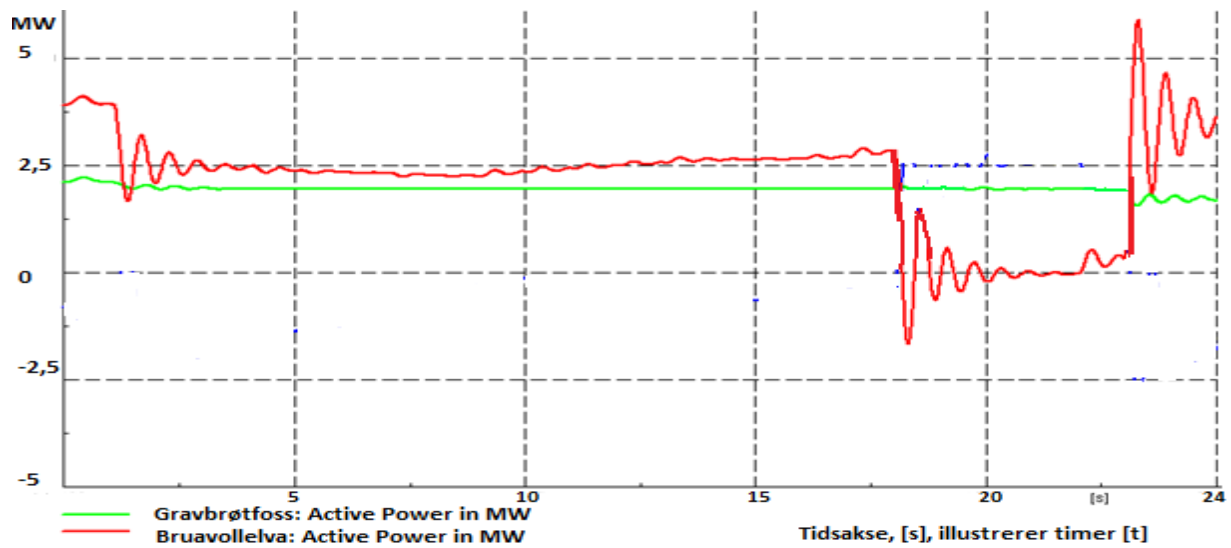
Som nevnt tidligere er døgnet 7.mai 2011 valgt for korttidslagring. Dette døgnet er valgt fordi produksjonen varierer betydelig i Bruavollelva i løpet av dette døgnet. Dermed kan både opplading og utlading av batteriet studeres. Vedlegg C viser de virkelige produksjonstallene for hver time den 7.mai 2011. En graf er laget med de virkelige produksjonstallene for de to generatorene i Excel og vist i figur 12.14. I Gravbrøttfoss, representert med grønn linje, oppstår det kun mindre produksjonsendringer og produksjonen kan sies å være relativt konstant. Bruavollelva opererer med et svært varierende produksjonsmønster med null produksjon fra time 19- til 21.



Figur 12.14 Virkelig produksjonsmønster gjennom ett døgn for Gravbrøttfoss og Bruavollelva

Generatorhendelser for korttidslagring opprettes på samme måte som generatorhendelser for langtidslagring. Til sammen opprettes det 48 generatorhendelser for de to generatorene, 24 generatorhendelser per generator. De iverksettes hver time med produksjonsverdier fra døgnet

7.mai 2011. Figur 12.15 viser produksjonsmønsteret for Gravbrøtfoss og Bruavollelva i DigSilent PowerFactory. Resultatet samsvarer med det virkelige produksjonsmønsteret i figur 12.14 for uten den momentane endringen.



Figur 12.15 Produksjonsmønster for ett døgn i DigSilent PowerFactory

12.2.3 Scenario 3: batteri for å redusere spenningsprang

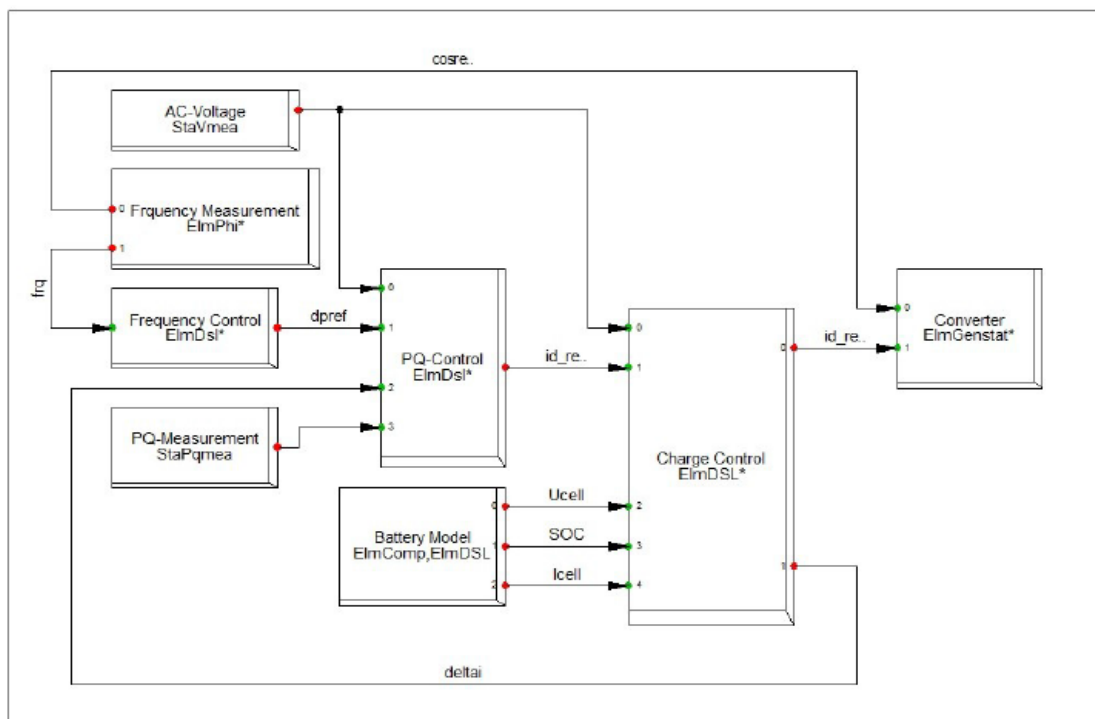
Spenningspranget vil i de dynamiske analysene inntreffe i løpet av ett sekund. Det største spenningspranget oppstår når lasten holdes konstant lik tunglast og generatorene med maksimal produksjon, kobles ut samtidig. Det er derfor kun nødvendig å opprette to generatorhendelser som kobler ut generatorene i samme sekund. Fra lastflytberegningene i NetBas ble det største spenningspranget beregnet til 3,206 % og var lokalisert nær Gravbrøtfoss kraftverk. Dette spenningspranget må reduseres for å overholde kravene til NTE Nett AS.

13. Analyse av standardbatteriet i DigSilent PowerFactory

En analyse av standardbatteriet må gjennomføres før det er mulig å utføre de ulike scenarioene. Analysen i kapittel 13 gjennomføres for å forstå hvordan batteriet fungerer i DigSilent PowerFactory. Batterisystemet som er benyttet finnes i det innebygde biblioteket. For dette batteriet er alle parameterne allerede bestemt og det blir derfor kalt standardbatteri.

13.1 Beskrivelse av batterimodellen i DigSilent PowerFactory

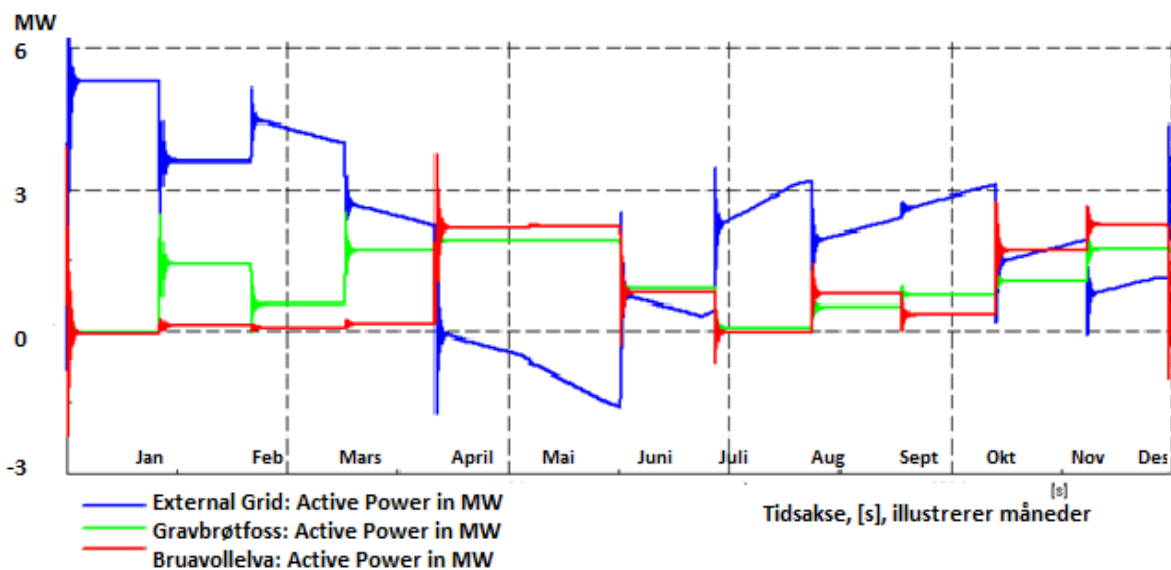
Batterimodellen vist i figur 13.1 inneholder den generelle batterimodellen, *Battery Model* som gir input-signal til *Charge Control*. Input-signalene er SOC, DC-cellespenning og DC-cellestrøm. *Converter* fastsetter produksjon/forbruket av aktiv og reaktiv effekt for å kontrollere frekvensen og spenningen. De tre kontrollsystemene *Frequency controller*, *Voltage – Power controller* og *Charge control* kontrollerer frekvens, spenning, aktiv effekt og ladeprosessen for batteriet. *Frequency controller* regulerer den aktive effekten i henhold til en valgt *droop-verdi* i situasjoner hvor frekvensen avviker. I kontrollsystemet *Voltage – Power controller*, vil avviket for spenning og den aktive effekten balanseres. Utgangssignalet fra dette kontrollsystemet vil bli brukt som inngangssignal til *Charge Control* som vil kontrollere opplading/utlading i henhold til SOC. En strømbegrenser er også inkludert i denne blokken for å holde strømmen innenfor en maksimum strømgrense. I tillegg inkluderer modellen tre målingsblokker for å måle frekvens, AC-spenning og PQ [75].



Figur 13.1 Modell av batterimodellen i DigSilent PowerFactory

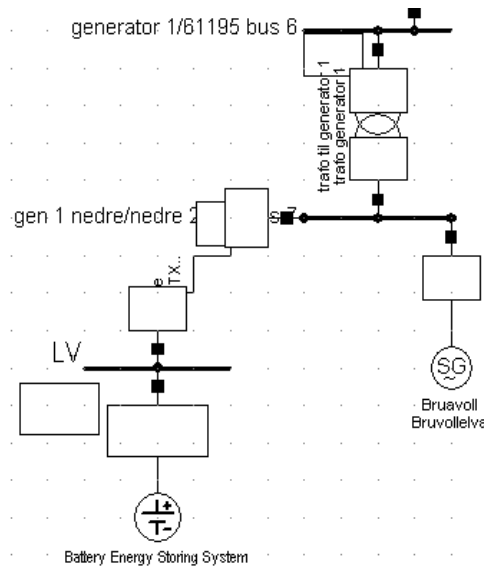
13.2 Analyse av standardbatteriet tilknyttet Snåsa-22SN1

Når alle lasthendelsene og generatorhendelsene er iverksatt vil effektflyten mellom regionalnettet og Snåsa-22SN1-radialen operere som i figur 13.2. Som beskrevet i kapittel 12.2.1 vil den momentane endringen gi små topper eller høye produksjonsstreker. Disse toppene opptrer når produksjonsendringen er av mer betydelig størrelse, og ignoreres videre i oppgaven da dette er en programmessig feil. Det kommet tydelig frem at regionalnettet må forsyne Snåsa-22SN1-radialen i alle månedene bortsett fra april og mai. Før batteriet kobles inn er de totale linjetapene i distribusjonsradialen lik 0,07 MW og 0,05 MVar. Det innebygde batteriet benyttes for å se om et batteri kan redusere effekttopper og jevne ut leveranse/uttak fra regionalnettet. Ingen av innstillingene for standardbatteriet og kontrollsystemene er endret da dette kun er en analyse av standardbatteriet. Forfatter ønsker å bruke resultater fra denne analysen for å avgjøre hvilke innstillinger som må endres for å gjennomføre de tre scenarioene.



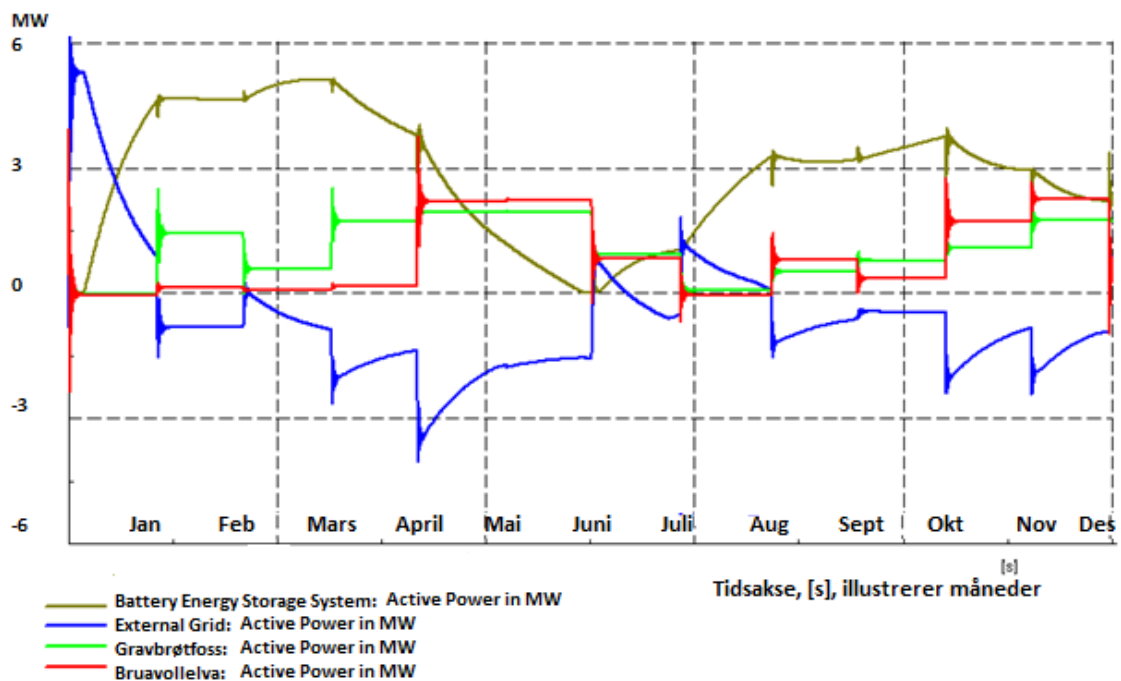
Figur 13.2 Produksjonsmønster for ett år. Blå linje representerer leveranse/uttak fra regionalnettet

Det innebygde batteriet har en tilsynelatende effekt på 30 MVA og maksimum effekt på 30 MW. Batteriet er plassert ved Bruavollelva. Denne plasseringen er valgt da det ikke er funnet noen alvorlige tilfeller av flaskehals i distribusjonsradialen. I tillegg må batteriet tilknyttes på sekundærsiden av en transformator. Snåsa-22SN1-radialen inneholder kun to sekundærsider siden forfatter ble nødt til å redusere antall bus-barer betraktelig. Figur 13.3 viser tilknytningen av batteriet på sekundærsiden av transformatoren på 690 V. I tilknytningen benyttes en kabel på 1 meter av merket TXSP 3x1x95 Al. Batteriet får størst påvirkning på effektflyten når det tilknyttes Bruavollelva fremfor Gravbrøtfoss.



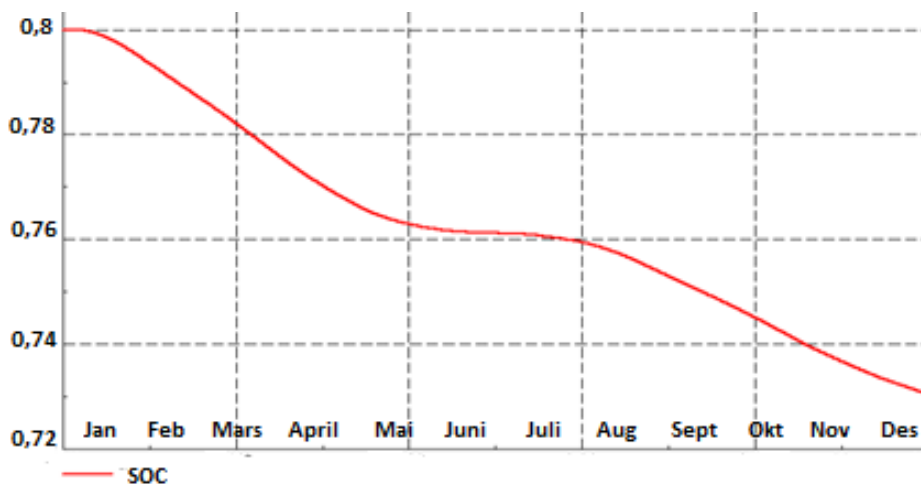
Figur 13.3 Tilknytning av standardbatteriet

Figur 13.4 illustrerer hvordan tilknytning av standardbatteriet påvirker leveranse/uttak fra regionalnettet. Dette er et overdimensjonert batteri for Snåsa-22SN1-radialen og standardbatteriet jevner ikke ut leveranse/uttak fra regionalnettet. For denne oppgaven vil det være mer realistisk med mindre batterisystemer.



Figur 13.4 Produksjonsmønster for ett år med standard batteri

Som figur 13.5 illustrerer vil standardbatteriet ikke lades opp, men *kun* lades ut. Årsaken til dette er at lagringskapasiteten, Ah, og den tilsynelatende effekten, MVA, til batteriet er for høyt for distribusjonsradialen i Snåsa.



Figur 13.5 SOC Standard Batteri

Resultatene fra simuleringer av standardbatteriet og dets kontrollsystemer indikerer at flere endringer må foretas. De tre kontrollsystemene danner til sammen et svært komplekst system og verdiene må vurderes nøye før de endres. Tabellene 13.1, 13.2, 13.3 og 13.4 viser innstillingene for standardbatteriet og de tre kontrollsystemene. Kun innstillinger som endres er tatt med i oppgaveteksten. Vedlegg D inneholder en fullstendig oversikt over batteriets- og kontrollsystemets innstillinger. Forfatter har forsøkt å gå systematisk til verks for å undersøke hvilke innstillinger som må endres.

Standardbatteriet har en lagringskapasitet på 4800 Ah. Lagringskapasiteten beregnes fra tabell 13.1 ved å multiplisere antall celler i parallell med kapasiteten per celle. Simuleringene for langtidslagring skal gjennomføres i et tidsrom på 365 sekund, som skal illustrere ett år, 365 dager. For korttidslagring er det valgt å gjennomføre simuleringen i løpet av 24 sekund som i virkeligheten skal illustrere 24 timer, ett døgn. Siden lagringskapasiteten har benevnningen ampere-timer må cellekapasiteten reduseres betraktelig da tidsrommet for simuleringene er i sekund.

Standard Battery in DigSilent PowerFactory	
SOC, State of Charge at Initialisation [int]	0,8
Cellcapacity, Capacity per cell [Ah]	80
u_min, Voltage of empty cell [V]	12
u_max, Voltage of full cell [V]	13,85
CellParallel, Amount of parallel cells [int]	60
CellsInRow, Amount of cells in row [int]	65
RiCell, Intern Resistance per cell [ohm]	0,001

Tabell 13.1 Standardbatteri i DigSilent PowerFactory

Tabell 13.2 viser innstillingene for *Charge Control*, hvor minimum ladestrøm og SOC defineres. *Deep-cycle*-batterier bør tåle en utladingsdybde på 80 % av batteriets kapasitet. Det vil si at minSOC bør ligge rundt 0,2 pu. Tilsvarende bør maxSOC velges til en verdi mellom 0,8-0,9 pu. ChargeCur definerer minimum oppladingsstrøm. Det vil si at batteriet ikke kan starte utladingen før oppladingsstrømmen er lik ChargeCur. ChargeCur er derfor svært avgjørende for hvor raskt batteriet lades opp. ChargeCur bør ha en større verdi siden tidsrommet som benyttes i simuleringene er i sekunder.

Charge Control	
ChargeCur, Minimum charging current [pu]	0,05
minSOC, Minimal SOC, discharging will be stopped [pu]	0
maxSOC, Maximal SOC, charging will be stopped [pu]	1

Tabell 13.2 Charge Control for Standardbatteri

Tabell 13.3 viser PV-kontrollsystemet. Minimum utladingsstrøm, id_min, bestemmer den minste utladingsstrømmen. Det vil si at batteriet ikke kan starte oppladingen før utladingsstrømmen har nådd verdien id_min. Maksimal oppladingsstrøm, id_max, bestemmer strømverdien idet utladingen starter. *Frequency controller*, vist i tabell 13.4, regulerer den aktive effekten i henhold til en valgt *droop-verdi* i situasjoner hvor frekvensen avviker. Denne reguleringen kan gjøres mer nøyaktig ved å benytte lavere tall.

PV Controller	
id_min Min discharging current [pu]	-0,4
iq_min Min reactive current [pu]	-1
id_max, Max charging current [pu]	1
iq_max, Max reactive current [pu]	1

Tabell 13.3 PV Controller for Standardbatteri

Frequency Controller	
Droop 0.02/0.04 -> full active power within 1Hz/2Hz	0,004
Db deadband for frequency control [pu]	0,0002

Tabell 13.4 Frequency Controller for Standard Batteri

14. Simuleringer av de tre scenariene

For scenario 1 og 2 skal batteriet anvendes til å redusere effekttopper og jevne ut effektflyten mellom regionalnettet og Snåsa-22SN1-radialen. I scenario 3 skal batteriet benyttes til å redusere spenningsprang. For alle scenarioene skal det studeres hvor batteriet bør plasseres, batteriets innstillinger og SOC-karakteristikken. For scenario 1 og 2 skal det også undersøkes hvordan tilknytningen av batteriet påvirker linjetapene og spenningsprofilen i radialen.

14.1 Scenario 1: batteri for langtidslagring

Batteriet for langtidslagring er plassert på samme sted som i analysen av standardbatteriet, ved Bruavollelva. Det gir større nytteverdi fremfor å plassere batteriet ved Gravbrøtfoss.

14.1.1 Batteriets innstillinger

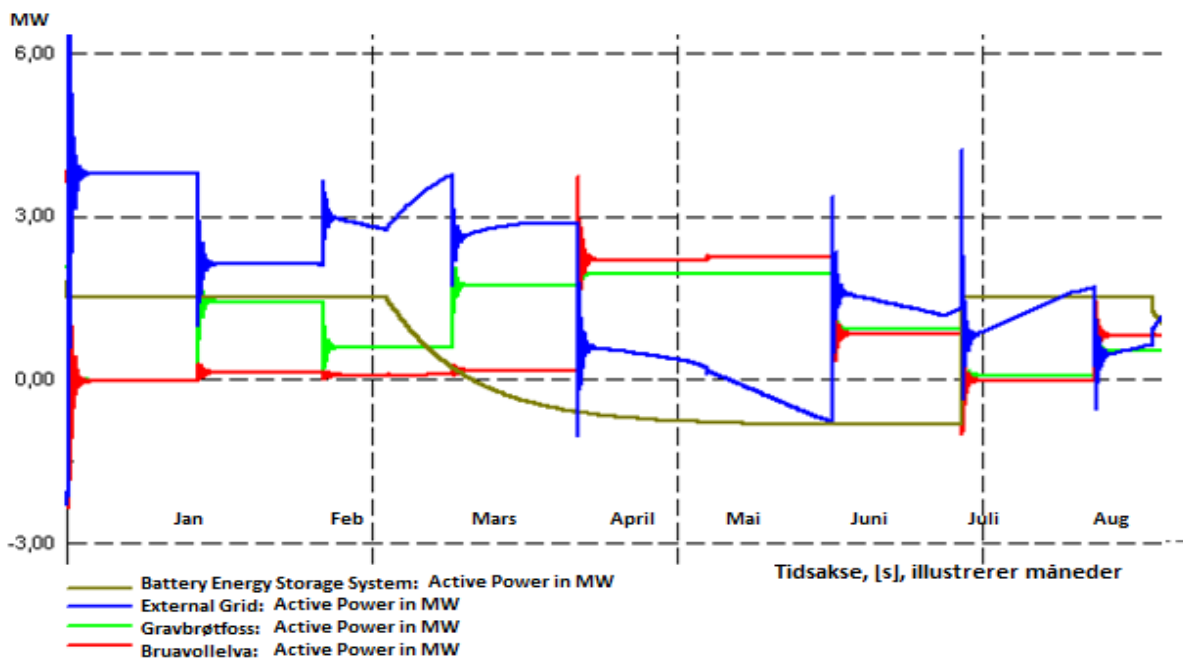
På bakgrunn av analysen i kapittel 13 er det besluttet at batteriets tilsynelatende effekt skal reduseres til 3 MVA_r og at maksimal effekt skal reduseres til 3MW. Tabell 14.1 viser de innstillingene som er endret fra det innebygde standardbatteriet. Cellekapasiteten er endret til 1Ah som tilsvarer at dette batteriet har en lagringskapasitet på 60 Ah. ChargeCur er økt betraktelig for å redusere oppladingstiden. minSOC og maxSOC er endret til verdier som passer for et *deep-cycle*-batteri. id_min er endret til en positiv verdi for at batteriet skal starte med en høy effektforsyning fra dag én.

Battery	
Cellcapacity, Capacity per cell [Ah]	1
Charge Controller	
ChargeCur, Minimum charging current [pu]	0,28
minSOC, Minimal SOC, discharging will be stopped [pu]	0,2
maxSOC, Maximal SOC, charging will be stopped [pu]	0,8
PV Controller	
id_min Min discharging current [pu]	0,6
id_max, Max charging current [pu]	0,5

Tabell 14.1 Innstillinger for batteri med langtidslagring

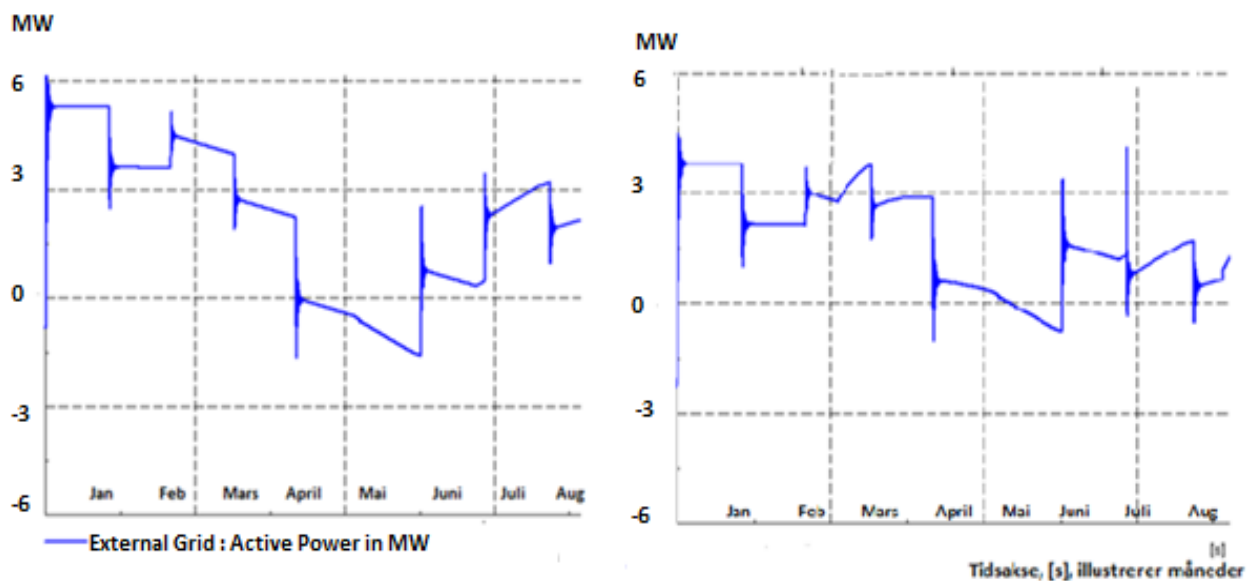
14.1.2 Dynamiske simuleringer av batteri for langtidslagring

Det er valgt å se på månedene januar tom. august, da det i løpet av dette tidsintervallet eksisterer både uttak og leveranse fra regionalnettet. Det vil si at lasthendelsene er redusert fra 324 til 216 og generatorhendelsene er redusert fra 24 til 16. Figur 14.1 viser at batteriet lades ut og forsyner Snåsa-22SN1-radialen frem til slutten av februar, og lades deretter opp frem til slutten av juli.



Figur 14.1 Batteri med langtidslagring

Figur 14.2 viser leveransen og uttaket fra regionalnettet *uten* og *med* batteri. Venstre del viser effektflyten fra regionalnettet *uten* batteri. Til høyre vises effektflyten fra regionalnettet når batteriet for langtidslagring er aktivert i distribusjonsnettet. Som beskrevet i kapittel 12.2.1 vil den momentane endringen gi små topper eller høye produksjonsstreker som ignoreres. Når grafen følges og de høye produksjonsstrekene ignoreres, er det tydelig at batteriet for langtidslagring fører til at effektflyten i systemet flater ut. Maksimal effektleveranse reduseres med cirka 1,5 MW i januar-februar og i juli-august. Maksimal uttak reduseres med cirka 1 MW i april og mai.



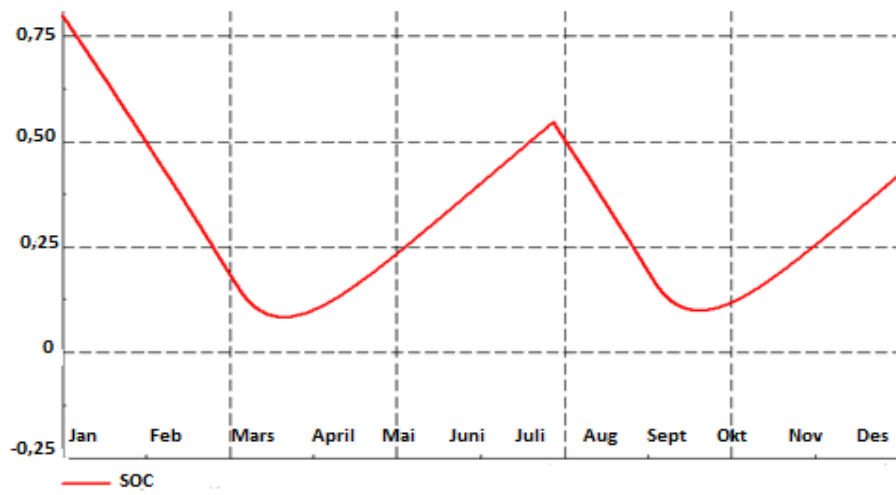
Figur 14.2 Leveranse og uttak fra regionalnettet. Venstre graf: uten batteri. Høyre graf: med batteri

14.1.3 Linjetap og spenningsprofil

I testforsøket med langtidslagring er det tydelig at batteriet ikke medvirker til å redusere linjetapene. Etter batteriet kobles inn er de totale linjetapene i distribusjonsradialen lik 0,08 MW og 0,07 MVAR. Det vil si en økning på 0,01 MW og 0,02 MVAR. Når batteriet lades opp vil batteriet oppføre seg som en last og spenningen i radialen reduseres. Når batteriet lades ut viser det seg også at spenningen reduseres.

14.1.4 SOC-karakteristikken

Batteriet bør som beskrevet i kapittel 8.5 ha en utladingsdybde på 80 % som samsvarer med en minSOC på 20 % av batteriets kapasitet. Som vist i figur 14.3 overskrides denne grensen i testforsøket. Gjennomføring av testforsøket indikerer også at de gjeldende SOC-verdiene ikke er korrekte. minSOC og maxSOC bør ikke settes lik 0,2 og 0,8 pu. For at utladingen skal stoppe på 0,2 pu og oppladingen skal stoppe på 0,8 pu må differansen mellom minSOC og maxSOC være 0,8 pu.



Figur 14.3 SOC for langtidslagring

14.2 Scenario 2: batteri for korttidslagring

Batteriet for korttidslagring er plassert på samme sted som i testforsøket, ved Bruavollelva. Denne plasseringen gir større nytteverdi fremfor å plassere batteriet ved Gravbrøtfoss.

14.2.1 Batteriets innstillinger

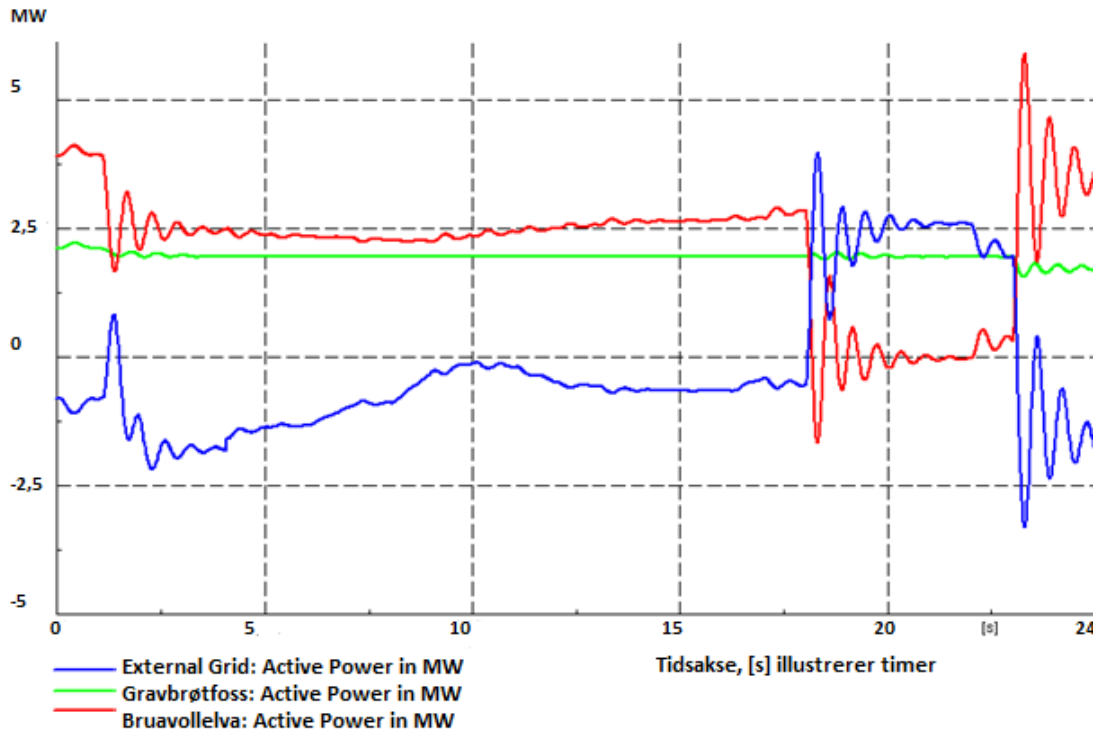
Batteriet som er valgt for korttidslagring har en tilsynelatende effekt på 2 MVA. Tabell 14.2 viser innstillingene for batteriet med korttidslagring. Kapasiteten per celle multipliseres med antall celler i parallell. Lagringskapasiteten for batteriet med korttidslagring blir dermed 3 Ah. Siden tidsrommet for simuleringen er 24 sekunder, som illustrerer 24 timer, må batteriet for korttidslagring ha en betydelig mindre lagringskapasitet enn standardbatteriet. ChargeCur er som beskrevet i kapittel 13.2 svært avgjørende for hvor raskt batteriet lades opp. For korttidslagring må oppladingen skje hurtigere og ChargeCur er dermed endret til 0,9 pu. Verdiene for minSOC og maxSOC er satt til henholdsvis 0,2 og 1 pu for korttidslagring, som følge av at det i scenario 1 ble bestemt at differansen må være 0,8 pu. id_min er satt til -0,4 pu og id_max er satt til 0,5 pu. Årsaken til at id_min er blitt omgjort til et negativt tall er for at utladingen av batteriet skal gå saktere. *Frequency controller* regulerer den aktive effekten i henhold til en valgt *droop-verdi* i situasjoner hvor frekvensen avviker. Denne reguleringen er gjort mer nøyaktig ved å benytte lavere tall.

Battery	
Cellcapacity , Capacity per cell [Ah]	0,05
Charge Controller	
ChargeCur , Minimum charging current [pu]	0,9
minSOC , Minimal SOC, discharging will be stopped [pu]	0,2
maxSOC , Maximal SOC, charging will be stopped [pu]	1
PV Controller	
id_min , Min discharging current [pu]	-0,4
id_max , Max charging current [pu]	0,5
Frequency Controller	
Droop 0.02/0.04 -> full active power within 1Hz/2Hz	0,0004
Db deadband for frequency control [pu]	0,00002

Tabell 14.2 Innstillinger for batteri med korttidslagring

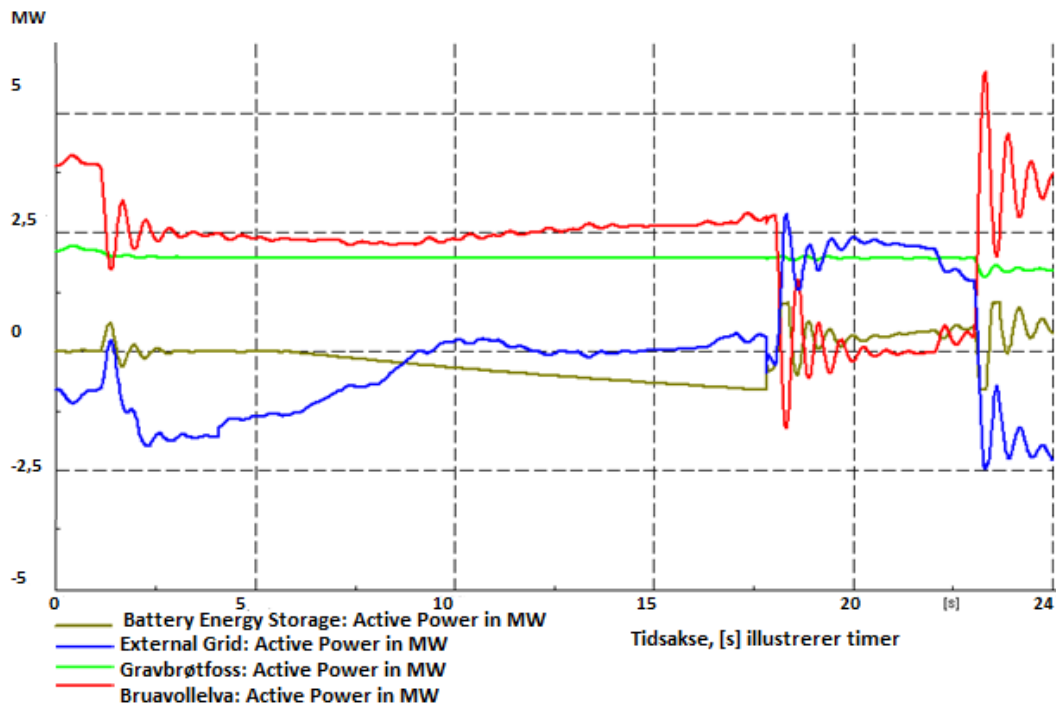
14.2.2 Dynamiske simuleringer av batteri for korttidslagring

Figur 14.4 viser produksjonsmønsteret for regionalnettet, Gravbrøtfoss og Bruavollelva når de over 600 lasthendelsene og 48 generatorhendelsene fra døgnet 7.5.2011 er iverksatt. Figuren viser tydelig hvordan regionalnettet må inn å forsyne Snåsa-22SN1-radialen når Bruavollelva plutselig går fra høy produksjon til nullproduksjon.



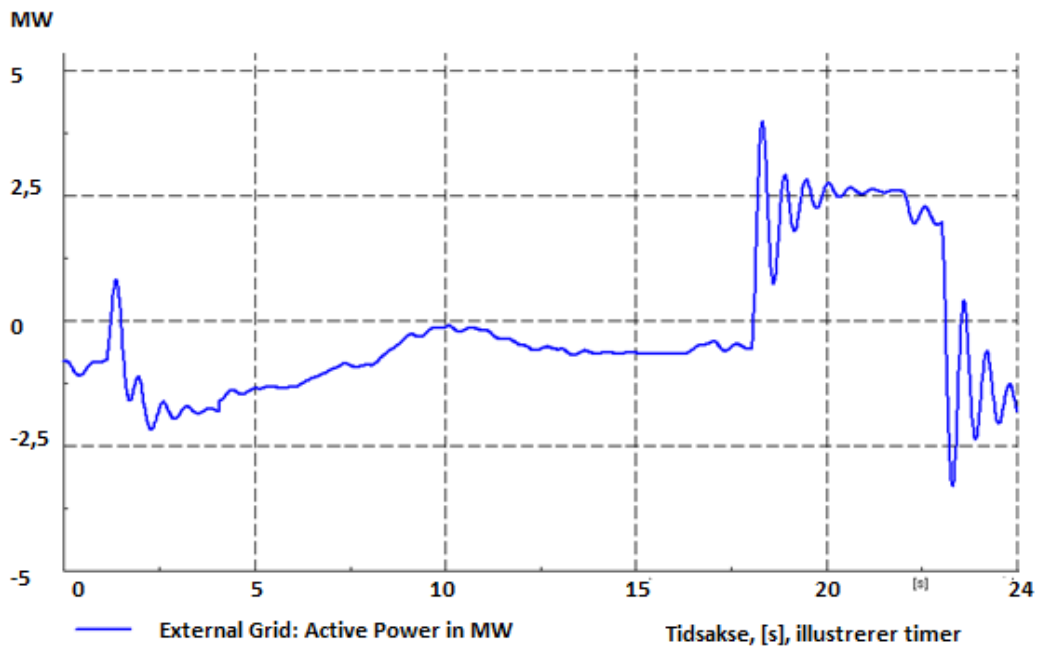
Figur 14.4 Produksjonsmønster for ett døgn.

Figur 14.5 viser resultatet etter at batteriet for korttidslagring er aktivert. Siden Gravbrøtfoss har et relativt konstant produksjonsmønster vil leveranse/uttak fra regionalnettet operere mer eller mindre motsatt av produksjonsmønsteret for Bruavollelva.

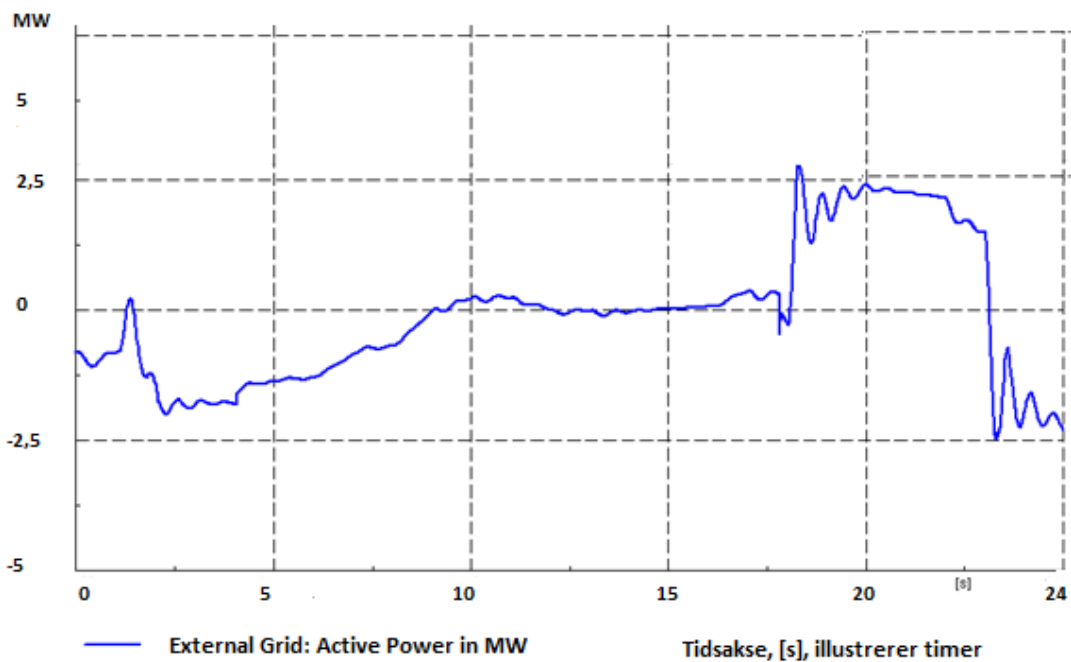


Figur 14.5 Batteri med korttidslagring

Ved å sammenligne figur 14.6 og 14.7 er det tydelig at batteriet for korttidslagring bidrar til å redusere effekttoppene og å jevne ut leveranse/uttak fra regionalnettet. Figur 14.6 viser effektflyten fra regionalnettet når batteriet for korttidslagring *ikke* er tilknyttet Snåsa-22SN1-radialen. Figur 14.7 viser effektflyten fra regionalnettet når batteriet for korttidslagring *er* tilknyttet Snåsa-22SN1-radialen. Batteriet for korttidslagring reduserer effekttoppen som inntreffer i time 18 med cirka 1 MW. Batteriet reduserer også effekttoppen for uttak som inntreffer i time 23 med cirka 1 MW.



Figur 14.6 Leveranse og uttak fra regionalnettet uten batteri



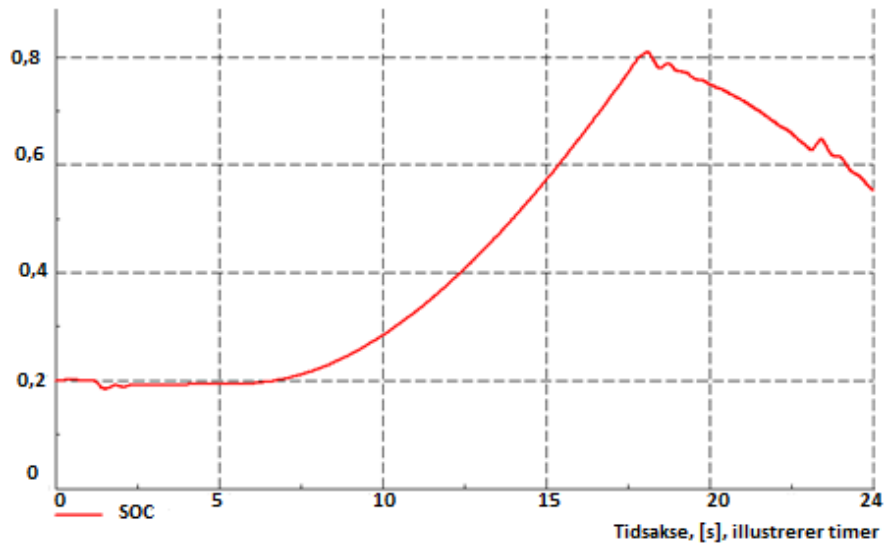
Figur 14.7 Leveranse og uttak fra regionalnettet med batteri

14.2.3 Linjetap og spenningsprofil

Før batteriet aktiveres er de totale linjetapene i distribusjonsradialen 0,06 MW og 0,11 MVar. Når batteriet for korttidslagring aktiveres er de totale linjetapene på 0,07 MW og 0,13 MVar. Dette gir en økning i de totale linjetapene på 0,01 MW og 0,02 MVar. Spenningsprofilen vil i likhet med scenario 1 reduseres både når batteriet lades opp og ut.

14.2.4 SOC-karakteristikk

Batteriet lades opp fra cirka time 7 til time 17. Deretter lades batteriet ut. Figur 14.8 viser SOC gjennom hele ladeprosessen. SOC holder seg innenfor de ønskede grensene etter at differansen mellom minSOC og maxSOC ble endret til 0,8 pu. Ut fra denne figuren er det også tydelig at oppladingen skjer raskere enn utladingen, noe som ble framprovosert ved å sette id_min til en negativ verdi.



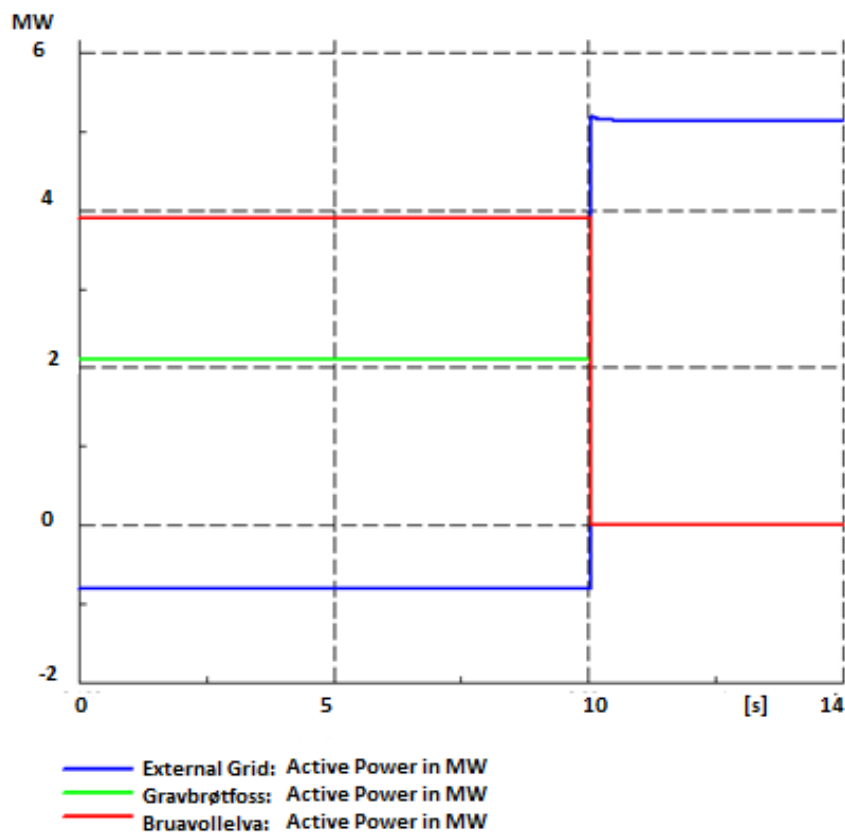
Figur 14.8 SOC for batteri med korttidslagring

14.3 Scenario 3: redusere spenningsprang

Batteriet for å redusere spenningsprang er plassert ved Gravbrøtfoss. Denne plasseringen gir større nytteverdi fremfor å plassere batteriet ved Bruavollelva.

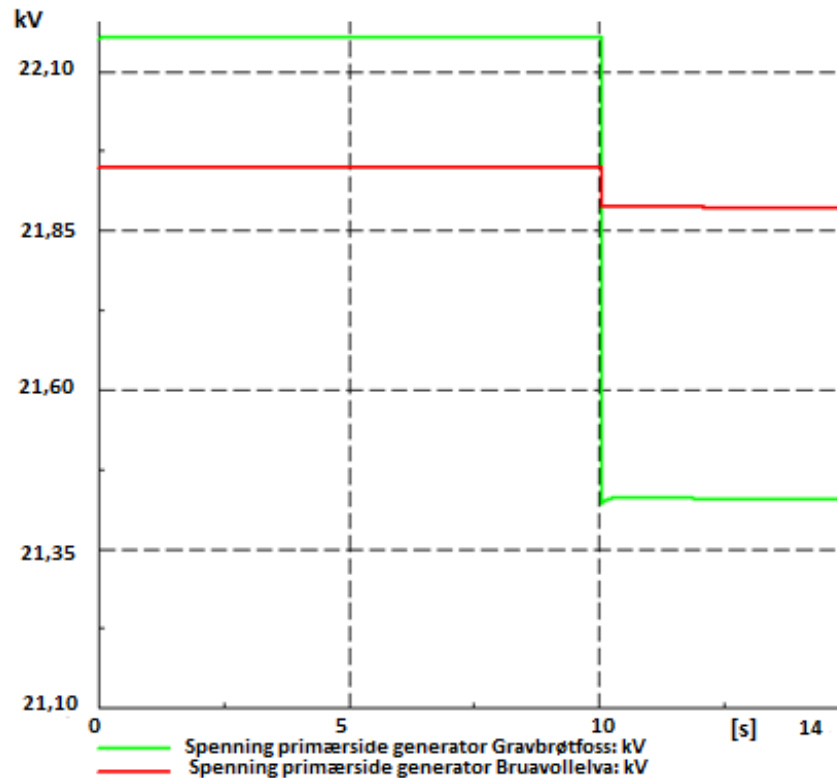
14.3.1 Hendelsesforløp

Det største spenningspranget i distribusjonsradialen oppstår når situasjonen endres raskt fra ”maksimal produksjon – maksimalt forbruk” til ”minimal produksjon – maksimalt forbruk”. Dette blir gjennomført i DigSilent PowerFactory ved at begge generatorene kobles ut samtidig i løpet av ett sekund. Forbruket holdes konstant lik forbruksreferansen, tunglast. De to generatorene opererer først med maksimal produksjon, 3,9 MW ved Bruavollelva og 2,1 MW i Gravbrøtfoss. I det 10ende sekund endres produksjonen til null for både Bruavollelva og Gravbrøtfoss. Figur 14.9 illustrerer leveransen/uttaket fra regionalnettet i det produksjonen i generatorene går fra maksimal produksjon til null produksjon. Hele Snåsa-22SN1-radialen må forsynes av regionalnettet i etterkant av utkoblingen.



Figur 14.9 Leveranse og uttak fra regionalnettet ved tunglast. Produksjonen endrer seg fra maksimal produksjon til minimal produksjon

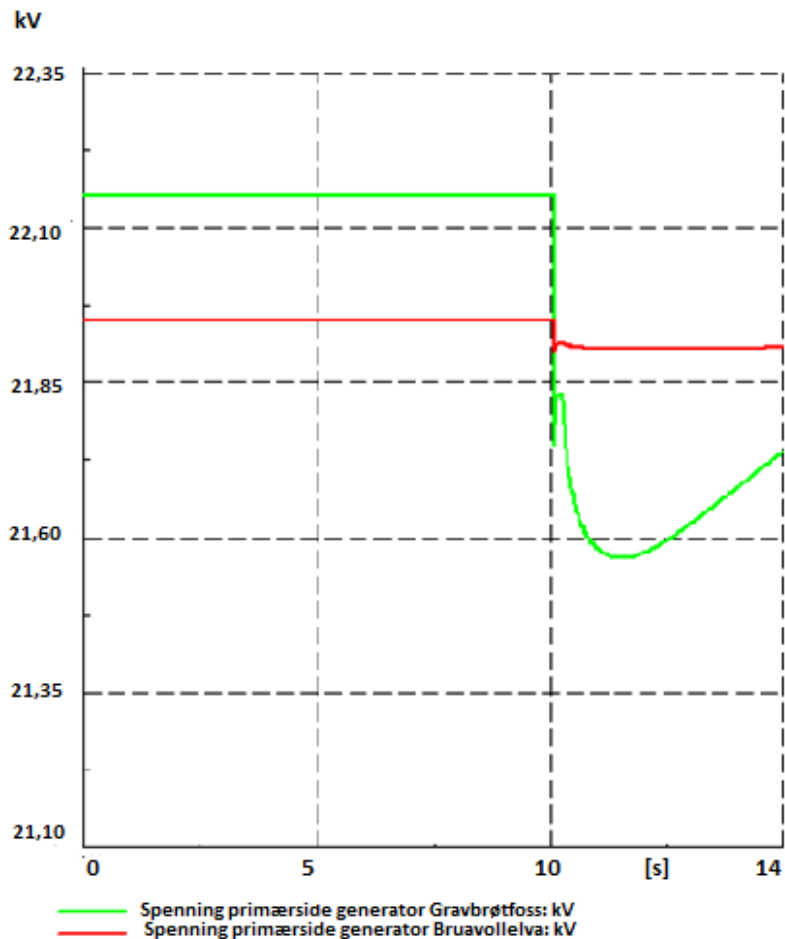
Når utkoblingen inntreffer er det tydelig at det største spenningspranget opptrer i nærheten av Gravbrøtfoss, som også ble beregnet i NetBas. Figur 14.10 viser spenningspranget på 22 kV-siden av transformatoren for Gravbrøtfoss og Bruavollelva. Spenningen i Gravbrøtfoss ligger på rundt 22,162 kV ved maksimal produksjon og endres til cirka 21,412 kV ved null produksjon. Det gir et spenningsprang på 3,38 %. Spenningspranget i distribusjonsradialen i DigSilent PowerFactory overstiger dermed kravet fra NTE med 0,38 %. Dette er et avvik på 0,174 % fra lastflytberegningene i NetBas.



Figur 14.10 Spenningsprang på primærsiden av transformatoren for Gravbrøtfoss og Bruavollelva

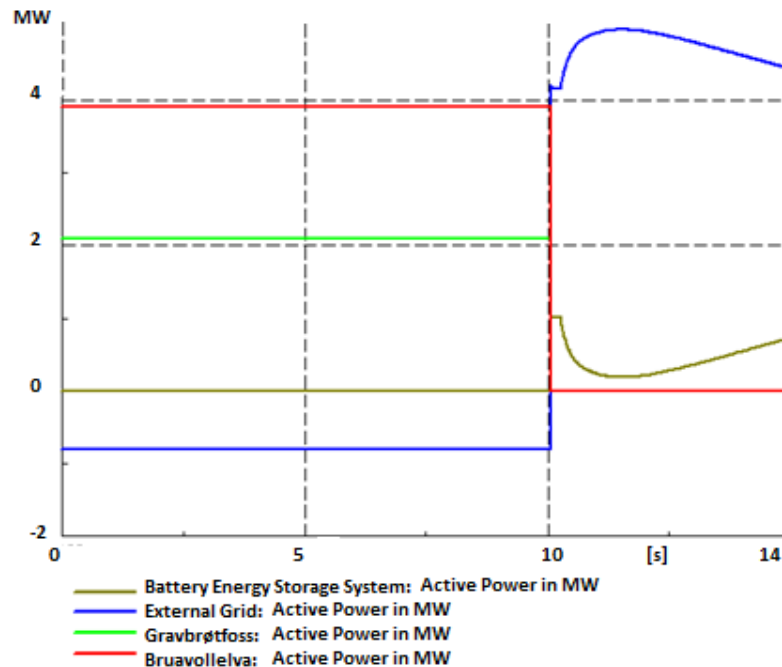
14.3.2 Innkobling av batteriet

For å redusere spenningsprang benyttes det samme batteriet som ble brukt for korttidslagring. Figur 14.11 viser spenningspranget når batteriet er tilkoblet. Spenningen i Gravbrøtfoss ligger på rundt 22,162 kV ved maksimal produksjon og endres til cirka 21,568 kV ved minimal produksjon. Det gir et spenningsprang på 2,68 % som er innenfor kravet fra NTE Nett AS.



Figur 14.11 Spenningsprang med et 2MVA batteri koblet inn i Gravbrøtfoss

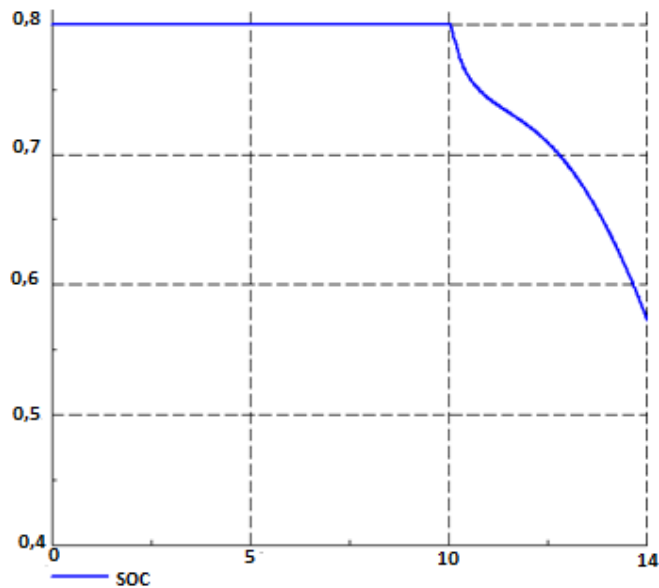
Leveransen av effekt fra regionalnettet vil følge ladekarakteristikken til batteriet siden forbruket i radialen er konstant og produksjonen er lik null. Dette er vist i figur 14.12. Batteriet på 2 MVA lades ut idet produksjonen endres til null, slik at spenningen i Gravbrøtfoss øker og spenningspranget reduseres.



Figur 14.12 Aktiv effekt i Snåsa-22SN1 når batteriet er koblet inn

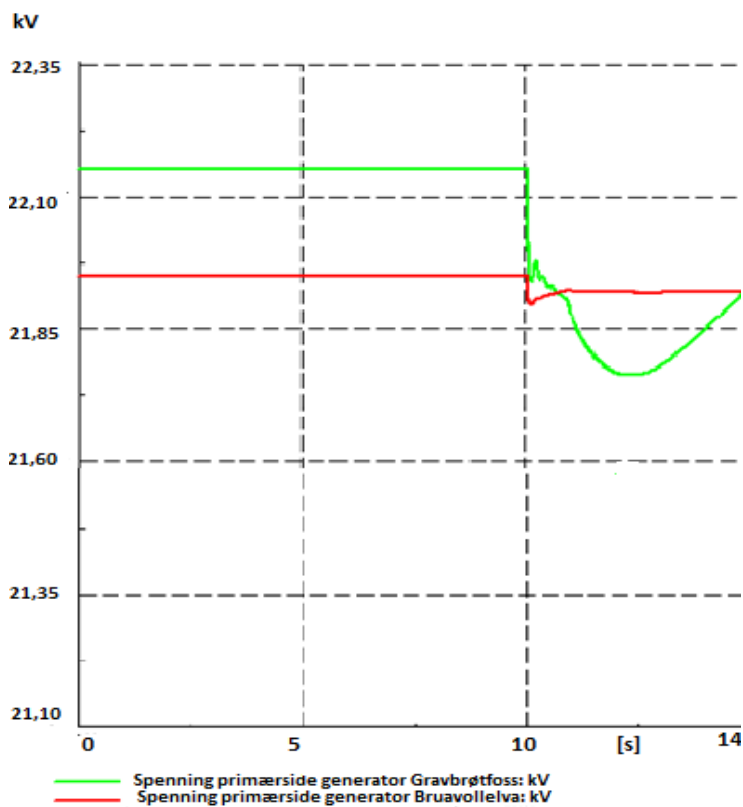
14.3.3 SOC-karakteristikk

Figur 14.13 viser batteriets SOC idet spenningspranget inntreffer. SOC opererer mellom 0,8 og 0,55 pu. Dette indikerer at batteriets lagringskapasitet er høyere enn nødvendig. Ved å redusere lagringskapasiteten, Ah, vil SOC operere nærmere minimumsgrensen på 20 %.



Figur 14.13 SOC for batteri for reduksjon av spenningsprang

Ved å øke den tilsynelatende effekten til batteriet, og dermed også maksimalt effektuttak, kan spenningspranget reduseres ytterligere. De samme innstillingene for batteriet med korttidslagring benyttes, men den tilsynelatende effekten økes fra 2MVA til 4 MVA. Figur 14.14 viser spenningspranget nær Gravbrøtfoss. Spenningen ligger på rundt 22,162 kV ved maksimal produksjon og endres til cirka 21,73 kV ved minimal produksjon. Det gir et spenningsprang på 1,9 % som er en betraktelig reduksjon.



Figur 14.14 Spenningsprang i Gravbrøtfoss med et 4MVA-batteri

15. Resultat og diskusjon

Kapittel 15 gir først en beskrivelse av de programmessige avvikene i DigSilent PowerFactory og en oppsummering av resultater fra de tre scenarioene. Videre blir resultatene i kapittel 14 diskutert og sammenlignet med teoridelen i kapittel 9. Til sist blir det foretatt en analyse av forfatters avgrensninger.

15.1 Programmessige avvik i DigSilent PowerFactory

På grunn av begrensningene i NTNU-lisensen kan det kun konstrueres modeller med mindre enn 50 bus-barer, noe som fører til at distribusjonsradialen i DigSilent PowerFactory er betraktelig forenklet sammenlignet med distribusjonsradialen i NetBas. Det er derfor åpenbart at den forenklete modellen av Snåsa-22SN1-radialen vil inneholde avvik fra originalmodellen i NetBas.

I DigSilent PowerFactory er det kun mulig å endre produksjon momentant. Å endre produksjonen momentant er kun et realistisk tilfelle hvis det oppstår avbrudd/feil i generatoren eller radialen. Den momentane produksjonsendringen gjenspeiles også i leveransen/uttak fra regionalnettet. Siden regionalnettet er satt som referansemaskin vil effektflyten fra regionalnettet operere med momentane endringer i likhet med produksjonsenhetene. I en mer virkelighetsnær situasjon vil produksjonen og effektflyten fra regionalnettet endres over tid, noe som gir et mer kontinuerlig produksjonsmønster i forhold til den momentane endringen som er benyttet i denne oppgaven. De momentane endringene fører også til høye produksjonsstreker i produksjonsmønstrene. Produksjonsstrekene beskrevet i kapittel 12.2.1 oppstår når den momentane produksjonsendringen er relativt høy. Produksjonsstrekene sammenfaller ikke med de generatorhendelsene som er opprettet og er derfor blitt ignorert i oppgaven. En mulig årsak til disse høye produksjonsstrekene kan være at kontrollsystemene AVR og HydGov blir såpass hardt belastet slik at produksjonsendringen avviker noe fra den gitte generatorhendelsen.

15.2 Oppsummering av de tre scenarioene

I scenario 1, som blir benyttet som et testforsøk, er batteriet for langtidslagring plassert ved Bruavollelva og gitt en tilsynelatende effekt på 3 MVA og lagringskapasitet på 60 Ah. Minimum utladingsstrøm, id_{min} , og maksimal oppladingsstrøm, id_{max} , er satt til henholdsvis 0,6 og 0,5 pu. Minimum ladingsstrøm, ChargeCur, er satt til 0,28 pu. Batteriet for langtidslagring lades ut og forsyner Snåsa-22SN1-radialen i januar og februar. Deretter lades batteriet opp frem til slutten av juli. Den maksimale effektleveransen fra regionalnettet reduseres med cirka 1,5 MW i januar-februar og i juli-august. Det maksimale uttaket fra Snåsa-22SN1-radialen reduseres med cirka 1 MW i april og mai. Linjetapene i radialen øker med 0,01 MW og 0,02 MVA_r når batteriet for langtidslagring er koblet inn. SOC holder seg ikke innenfor maksimums- eller minimumsgrensen på 0,8 og 0,2 pu.

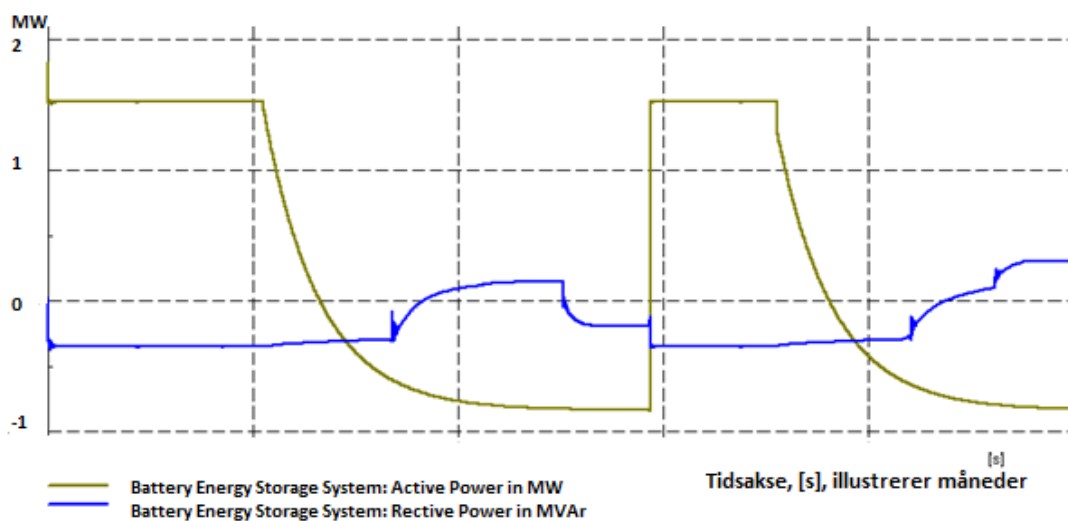
For scenario 2 er batteriet for korttidslagring plassert ved Bruavollelva og gitt en tilsynelatende effekt på 2 MVA og lagringskapasitet på 3 Ah. Minimum utladingsstrøm, id_{min} , og maksimal oppladingsstrøm, id_{max} , er satt til henholdsvis -0,4 og 0,5 pu. Den negative utladingsstrømmen fører til at utladingen av batteriet går saktere. Minimum lade strøm, ChargeCur, er satt til 0,9 pu og en slik høy verdi medfører at oppladingen av batteriet går raskere. Frekvenskontrolleren er endret for å få en mer presis regulering. Den maksimale effektleveransen fra regionalnettet reduseres med cirka 1 MW i time 18. Det maksimale uttaket fra Snåsa-22SN1-radialen reduseres med cirka 1 MW i time 24. De totale aktive linjetapene i radialen øker med 0,01 MW og 0,02 MVA_r når batteriet for langtidslagring er koblet inn. SOC holder seg innenfor maksimums- og minimumsgrensen på 0,8 og 0,2 pu.

For scenario 3 er batteriet som benyttes for å redusere spenningsprang plassert ved Gravbrøtfoss og er identisk med batteriet for korttidslagring. Det største spenningspranget i Snåsa-22SN1-radialen er 3,38 % ved Gravbrøtfoss. Når batteriet tilkobles er spenningspranget redusert til 2,68 %. Ut fra SOC-verdiene er dette batteriet overdimensjonert grunnet for høy lagringskapasitet. Ved å øke batteriets tilsynelatende effekt kan spenningspranget reduseres ytterligere.

15.3 Diskusjon om resultatene fra scenarioene

Plassering

I scenario 1 og 2 er batteriet plassert ved Bruavollelva. Når det totale forbruket i radialen er høyere enn den totale produksjonen, vil Snåsa-22SN1-radialen forsynes av regionalnettet. I dette tilfelle vil den laveste spenningen i radialen opptre ytterst i radialen i nærheten av Gravbrøtfoss. Hensikten med batteriene i scenario 1 og 2 er å redusere effekttopper og å jevne ut leveransen/uttaket fra regionalnettet. Batteriet må derfor lades ut når regionalnettet leverer effekt til distribusjonsradialen, og motsatt må batteriet lades opp når regionalnettet trekker effekt fra distribusjonsradialen. Batteriet i DigSilent Powerfactory forbruker reaktiv effekt når det lades ut og produserer reaktiv effekt når batteriet lades opp. Dette er vist i figur 15.1. Hvis batteriet plasseres ved Gravbrøtfoss kan dette føre til enda lavere spenning rundt Gravbrøtfoss når batteriet lades ut, siden batteriet må trekke reaktiv effekt fra radialen. Det er derfor bestemt at det er mest hensiktsmessig å plassere batteriet ved Bruavollelva slik at spenningen i Gravbrøtfoss holder seg innenfor de gitte grensene. En annen årsak til at denne plasseringen ble valgt er fordi Bruavollelva har størst installert effekt.



Figur 15.1 Aktiv og reaktiv effekt ved oppladning og utladning

Fra den teoretiske studien i kapittel 9.2 ble det konkludert med at batteriet for spenningsreduksjon bør lokaliseres i nærheten av det største spenningspranget i radialen. Der vil det ha størst virkningseffekt. Det ble forsøkt å plassere batteriet i nærheten av Bruavollelva, noe som ga liten virkningseffekt da denne plasseringen ikke reduserte spenningspranget i Gravbrøtfoss. Ut fra simuleringene var det tydelig at batteriet for

spenningssprang hadde størst virkningseffekt når det ble plassert ved det største spenningsspranget i Gravbrøtfoss. Dette stemmer overens med teorien.

Effektflyt

I scenario 1, med langtidslagring, reduseres den maksimale effektleveransen fra regionalnettet med 1,5 MW. Det maksimale effektuttaket fra Snåsa-22SN1-radialen reduseres med 1 MW. I scenario 2, med korttidslagring, reduseres den maksimale effektleveransen fra regionalnettet med 1 MW. Det maksimale effektuttaket fra Snåsa-22SN1-radialen reduseres med 1 MW. Det er på bakgrunn av disse resultatene tydelig at batterier kan redusere effekttopper og jevne ut leveranse/uttak fra regionalnettet.

Tap

For langtidslagring øker de totale linjetapene med 0,01 MW og 0,02 MVA_r når batteriet kobles inn. Batteriet for korttidslagring har også en økning i de totale linjetapene på 0,01 MW og 0,02 MVA_r. I kapittel 9.4 ble det teoretisk konkludert med at batterier som forsynes med kortreist kraft kan bidra til å redusere belastningen på linjer ved å redusere effekttopper, og dermed vil også linjetapene reduseres. I både scenario 1 og 2 reduseres effekttoppene ved både leveranse og uttak fra regionalnettet, men den teoretiske konklusjonen motstrides siden de totale linjetapene øker. Årsaken til at tapene øker er at batteriet i DigSilent PowerFactory forbruker reaktiv effekt når batteriet lades ut, og produserer reaktiv effekt når batteriet lades opp. Flyt av reaktiv effekt vil bidra til en økning i strømmen som fører til større linjetap i radialen. Det ble forsøkt å redusere den reaktive effekten ved å endre i_{q_min} og i_{q_maks} , men dette ga ingen endring på resultatet.

Spenningsprofil

Spenningsprofilen avhenger av hvilken retning effekten flyter i radialen. Produksjon i Bruavollelva og Gravbrøtfoss fører til at spenningsprofilen øker. Fra den teoretiske studien i kapittel 9.3 ble det konkludert med at spenningsprofilen i distribusjonsradialen vil øke når batteriet lades ut og motsatt vil spenningsprofilen reduseres når batteriet lades opp. Spenningsprofilen i scenarioene for lang- og korttidslagring reduseres når batteriet lades opp fordi batteriet opererer som en last. Spenningsprofilen reduseres derimot også når batteriet lades ut, noe som ikke stemmer overens med den teoretiske studien. Årsaken til dette er at batteriet forbruker reaktiv effekt når batteriet lades ut, noe som fører til en lavere spenningsprofil i Snåsa-22SN1-radialen.

SOC-karakteristikk

I teoridelens kapittel 8.5 ble det beskrevet at et *deep-cycle*-batteri bør tåle en utladingsdybde på 80 % av batteriets kapasitet, som tilsvarer en minSOC på 20 %. SOC-grensene er ikke overholdt i scenario 1. Årsaken er at den tilsynelatende effekten på 3 MVA er for lav i forhold til lagringskapasiteten på 60 Ah. Ved å øke den tilsynelatende effekten vil SOC-grensene bli overholdt. I scenario 2 utførte batteriet en hel utladingssyklus og SOC-grensene ble overholdt. SOC-karakteristikken for scenario 3 opererte mellom 0,8 og 0,55. Dette indikerer at batteriet er overdimensjonert for sitt formål til å redusere spenningsprang. Batteriet vil fremdeles kunne redusere spenningsprang selv om lagringskapasiteten reduseres betraktelig. Fra den teoretiske studien i kapittel 9.5 ble det konkludert med at et batteri som skal redusere spenningsprang krever et stort effektuttak. Økning av batteriets tilsynelatende effekt, og dermed aktiv effekt, fører til ytterligere reduksjon av spenningspranget, hvilket stemmer overens med teorien.

15.4 Analyse av forfatters avgrensning

I kapittel 13 er det gjennomført en grundig analyse av standardbatteriet i DigSilent PowerFactory. Denne analysen har gitt gode indikasjoner på hvilke endringer som må utføres for å gjennomføre de ulike scenarioene. Det er tydelig at batterikarakteristikken er svært avhengig av følgende: tilsynelatende effekt, kapasitet per celle, ChargeCur, minSOC, maxSOC, id_min, id_max og Frequency Control. De gjenstående batteriparameterne er satt lik parameterne for standardbatteriet. Årsaken til at kun noen parametere er endret er at de gjenværende parameterne har liten eller ingen innvirkning på batterikarakteristikken.

Generatorhendelsene i DigSilent PowerFactory er opprettet manuelt. For langtidslagring er det valgt å benytte gjennomsnittlige produksjonsverdier per måned for januar til august i året 2011. For å gjøre scenarioet mer realistisk ble det forsøkt å redusere den stykkvise produksjonen ved å opprette flere generatorhendelser. Dette ble gjennomført med tre produksjonsverdier per måned. Dette ga en mindre oversiktlig graf og det ble derfor valgt å gå tilbake til én produksjonsverdi per måned.

Gjennomsnittlige forbruksverdier funnet i NetBas er benyttet for å opprette lasthendelsene i DigSilent PowerFactory. Disse er svært virkelighetsnære siden det er mulig å endre lasten over tid. For scenarioet med korttidslagring er det på det meste iverksatt over 600 lasthendelser manuelt. For scenarioet med langtidslagring er det opprettet én lasthendelse per

måned. For scenario 1 kunne det vært aktuelt å opprette flere lasthendelser for å få et mer realistisk forbruksmønster, men av tidsmessige årsaker ble det bestemt at den manuelle opprettelsen av 216 lasthendelser var nok. For hver lasthendelse ble både det aktive og reaktive forbruket økt eller redusert med samme prosenttall. Belastningsgraden for aktiv last er hentet fra tabeller i NetBas, men forfatter fant ingen tabell i NetBas som beskrev den reaktive lastendringen. De totale reaktive tapene i radialen avviker derfor noe fra modellen i NetBas.

Det ble i kapittel 10.4.1 undersøkt om generatorene behøvde å produsere/forbruke reaktiv effekt for å holde spenningen i radialen innenfor grensene. Etter å ha gjennomført lastflytberegninger i NetBas ble det bestemt at generatorene verken måtte produsere eller forbruke reaktiv effekt. I DigSilent PowerFactory må både Bruavollelva og Gravbrøtfoss produsere og forbruke reaktiv effekt. Årsaken til dette er mest sannsynlig at generatorene må kompensere med reaktiv effekt når den aktive produksjonen endres momentant.

Modellen i DigSilent PowerFactory har på grunn av den reaktive lasten og reaktiv produksjon/forbruk en større mengde reaktiv effektflyt sammenlignet med originalmodellen i NetBas. Dette har likevel ikke hatt noe å si for resultatene av de ulike scenarioene. De totale linjetapene er beregnet både før og etter tilknytningen av batteriet, og dermed er batteriets påvirkning på de totale linjetapene funnet.

På grunn av tidsmessige årsaker har forfatter valgt at sekunder skal illustrere måneder og timer. For scenario 1, testforsøket, har 365 sekund illustrert 365 dager. For scenario 2 har 24 sekund illustrert 24 timer. Dette valget fører til utfordringer når det gjelder batterikarakteristikken, spesielt når flere komplekse kontrollsystemer opererer sammen. Figurene i scenario 1 og 2 viser et litt upresist bilde på ut- og oppladingskarakteristikken for batteriet, og det er derfor vanskelig å si noe eksakt om batteriets virkelige lagringstid og lagringskapasitet.

16. Konklusjon

Hensikten med denne oppgaven har vært å undersøke hvordan lagring av elektrisk energi kan avhjelpe nettproblemer i distribusjonsnett med mye distribuert produksjon. Teori omkring hvilke tjenester energilagring kan bidra med i distribusjonsnett har blitt undersøkt. Ulike teknologier innen energilagring har blitt studert og det er fastsatt at batterier er svært fleksible og er per dags dato den mest aktuelle teknologien innen lagring av elektrisk energi i distribusjonsnett.

Fokus har vært på to batteritjenester: reduksjon av effekttopper og utjevning av effektflyten fra regionalnettet samt reduksjon av spenningsstrang. For disse to tjenestene har det blitt studert hvor batteriet bør plasseres og hvordan batteriet påvirker spenningsprofilen og linjetapene i Snåsa-22SN1-radialen. Batteriene for de to tjenestene, og Snåsa-22SN1-radialen, er modellert i programmet DigSilent PowerFactory.

Fra den teoretiske studien er det blitt konkludert med at *batteris plassering avhenger av det eksisterende nettet og hvor i kraftnettet nettproblemet er lokalisert. Hvis behovet er lastutjevning må den eventuelle flaskehalsen i distribusjonsnettet identifiseres, og batteriet bør plasseres der hvor det vil kunne ha størst effekt på effektflyten gjennom denne flaskehalsen [72]. Det eksisterende nettet avgjør hvor batteriet vil yte størst effekt (side 39).* I Snåsa-22SN1-radialen oppstår det ikke noen markant flaskehals, og ut fra simuleringene i DigSilent PowerFactory er det konkludert med at batterier for reduksjon av effekttopper og utjevning av effektflyt fra regionalnettet bør plasseres i nærheten av en produksjonsenhet. Batteriet i DigSilent Powerfactory forbruker reaktiv effekt når det lades ut og produserer reaktiv effekt når batteriet lades opp. Batteriets forbruk av reaktiv effekt vil redusere spenningen i distribusjonsradialen og det er derfor bestemt at det er mest hensiktsmessig å plassere batteriet ved Bruavollelva slik at spenningen i Gravbrøtfoss holder seg innenfor spenningsgrensene gitt av NTE.

Fra den teoretiske studien ble det konkludert med at *batteriet for spenningsreduksjon bør lokaliseres i nærheten av det største spenningsstranget i radialen (side 39).* Ut fra simuleringene i DigSilent PowerFactory konkluderes det med at teorien stemmer.

Fra teoridelen ble det konkludert med at *et batteri vil operere som en produksjonsenhet når det lades ut og som en forbrukslast når batteriet lades opp [73]. Det innebærer at spenningsprofilen i distribusjonsradialen vil øke når batteriet lades ut, og motsatt vil*

spenningsprofilen i distribusjonsradialen reduseres når batteriet lades opp (side 39). Ut fra simuleringene i DigSilent PowerFactory er denne påstanden delvis motbevist: Når batteriet lades opp vil spenningsprofilen i Snåsa-22SN1-radialen reduseres siden batteriet opererer som en forbrukslast. Batteriet i DigSilent PowerFactory vil forbruke reaktiv effekt når batteriet lades ut, noe som fører til en lavere spenningsprofil i Snåsa-22SN1-radialen også når batteriet lades ut.

I den teoretiske studien ble det konkludert med at et batteri som lader opp DG-enheter i nærheten - kortreist kraft - vil hindre at strømmen må flyte i motsatt retning og kan bidra til å redusere linjetapene (side 40). Denne teoretiske konklusjonen er blitt motbevist i simuleringene i DigSilent PowerFactory: For lang- og korttidslagring øker linjetapene med 0,01 MW og 0,02 MVAR. Denne økningen er et resultat av den reaktive effektflyten i batteriet. Den reaktive effektflyten i batteriet overskrider dermed den eventuelle tapsreduksjonen i linjene slik at virkningsfordelen med tanke på linjetap blir lavere med batteri.

Fra teoridelen ble det konkludert med at for å redusere effektopper må batterier ha et lavt/middels effektuttak [W], lang oppladings- og utladingstid og høy lagringskapasitet [kWh]. Batterier for reduksjon av spenningsprang krever et høyt effektuttak i løpet av kort tid med en relativt lav lagringskapasitet (side 40). SOC-grensene ble ikke overholdt i scenario 1 med langtidslagring. Batteriets tilsynelatende effekt ble satt til 3 MVAR med en lagringskapasitet på 60 Ah. Det er konkludert med at batteriets tilsynelatende effekt må økes for at SOC-grensene skal overholdes. I scenario 2 med korttidslagring ble SOC-grensene overholdt når batteriet ble gitt en tilsynelatende effekt på 2 MVAR og en lagringskapasitet på 3 Ah. SOC-karakteristikken for scenario 3 opererte mellom 0,8 og 0,55 pu når batteriet ble gitt en tilsynelatende effekt på 2 MVAR og en lagringskapasitet på 3 Ah. Det er konkludert med at dette batteriet er overdimensjonert for sin hensikt å redusere spenningsprang og lagringskapasiteten bør reduseres betraktelig. Dette stemmer overens med tidligere konklusjon fra den teoretiske studien. Økning av batteriets tilsynelatende effekt, og dermed aktiv effekt, fører til ytterligere reduksjon av spenningspranget, hvilket også stemmer overens med teorien.

Det er vanskelig å si noe eksakt om batteriets virkelige opp- og utlading samt lagringskapasitet. Batteri-karakteristikken avhenger av de komplekse kontrollsystemene som opererer sammen, og det er vanskelig å fastslå størrelse på batteriet når tidsintervallene i

simuleringene og virkeligheten avviker. Likevel gir denne oppgaven en god indikasjon på at små batteristasjoner er aktuelt i distribusjonsnett med mye distribuert produksjon. Det er bevist i denne oppgaven at batterier kan redusere effekttopper og jevne ut effektflyten fra regionalnettet samt redusere spenningsprang. For korttidslagring reduseres effekttoppene ved uttak/leveranse fra regionalnettet på det meste med 1 MW. Batteriet for reduksjon av spenningsprang reduserer spenningspranget slik at kravet til NTE Nett AS blir overholdt.

17 Videre arbeid

Resultatene fra denne oppgaven har sitt grunnlag fra en forenklet dynamisk modell. I et videre arbeid ville det vært interessant å gjennomføre de samme scenarioene med en mer utvidet DigSilent PowerFactory-lises. Da vil det være mulig å lage modellen i DigSilent PowerFactory identisk med originalmodellen i NetBas slik at flere avvik fjernes. Det er også et alternativ å benytte et annet dynamisk analyseverktøy som kan endre produksjon over tid. Det at DigSilent PowerFactory kun kan endre produksjonen momentant gjør at denne oppgaven ikke blir så virkelighetsnær som forfatter hadde forhåpninger om innledningsvis.

Batteriet i DigSilent PowerFactory opererer med både forbruk og produksjon av reaktiv effekt. Dette har ført til en økning i de totale linjetapene når batteriet er koblet inn. Det ville vært interessant å studere batteriets forbruk og produksjon av reaktiv effekt nærmere, for å se om en reduksjon i batteriets reaktive effektflyt kan redusere de totale linjetapene. Det kan også være aktuelt å gjennomføre simuleringer i sanntid fremfor å la sekunder illustrere måneder og timer. Å gjennomføre dynamiske simuleringer i løpet av et tidsintervall på timer eller måneder vil ta svært lang tid, men fordelene ved å gjøre dette er at batteriets lagringskapasitet kan fastsettes.

I denne oppgaven er det fokusert på vannkraft, da dette er den dominerende kraftressursen i Norge. I en fremtidig studie er det forventet at både vindkraft og solkraft integreres i distribusjonsnett rundt om i landet. Vind- og solkraft har et langt mer varierende produksjonsmønster enn vannkraft. I en fremtidig studie er det interessant å undersøke hvordan et batteri virker i kombinasjon med store mengder vann-, vind- og solkraft.

Det er også aktuelt å studere andre lagringsteknologier. SMES og strømningsbatterier er relativt nye teknologier. Foreløpig har strømningsbatterier en lavere virkningsgrad enn batterier, men med forskning og utvikling kan både SMES og strømningsbatterier være aktuelle teknologier til å avhjelpe distribusjonsnettet i fremtiden.

Referanseliste

- [1] Independent Statics & Analysis, US Energy Information Administration ,
«Hypothetical deployment of storage assets across an electric power system,»
[Internett]. Available:
<http://www.eia.gov/todayinenergy/images/2012.06.29/ElecStorageDiagram.png>.
[Funnet 23 Januar 2014].
- [2] R. S. Hegstad, «Nettanalyse ved tilknytning av lokal produksjon,» Runa Skårdal
Hegstad, Trondheim, 2012.
- [3] Olje og Energidepartementet, «Elsetifikatorordningen,» 14 Desember 2012. [Internett].
Available: http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/energi_og_vannsressurser/hva-er-gronne-sertifikater.html?id=517462. [Funnet 3 Oktober 2013].
- [4] Riksantikvaren, «Kraftverkene,» 31 mars 2005. [Internett]. Available:
<http://www.riksantikvaren.no/?module=Articles;action=Article.publicShow;ID=3059>.
[Funnet 20 september 2013].
- [5] Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), «Vannkraft,» 2013. [Internett].
Available: <http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Vannkraft/>. [Funnet 20
September 2013].
- [6] J. R. o. K. A. R. Asbjørn Vinjar, «Vindkraftverk,» Store norske leksikon AS,
[Internett]. Available: <http://snl.no/vindkraftverk>. [Funnet 20 September 2013].
- [7] NVE, «Vindkraftproduksjon 2012,» 15 februar 2012. [Internett]. Available:
<http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Vindkraft/Vindkraftproduksjon-2011/>.
[Funnet 20 september 2013].
- [8] Norsk Vindforening, «Vind i Norge,» 3 April 2013. [Internett]. Available:
<http://www.vindportalen.no/vind-i-norge.aspx>. [Funnet 20 September 2013].
- [9] SINTEF Byggforsk og KanEnergi, «Potensial for Solenergi i Norge,» 5 Oktober 2011.
[Internett]. Available:

- http://sffe.no/colloquia/arkiv/111004_SimonsenSolenergiNorge.pdf. [Funnet 20 September 2013].
- [10] Norges vassdrags- og energidirektorat, «Ny kraft: Endelige tillatelser og utbygging,» April-Juni 2013. [Internett]. Available: http://www.nve.no/Global/Energi/ny_energi_tillatelser_og_utbygging_2kv13.pdf. [Funnet 2013 September 8].
- [11] M. A. Husby, «Introduksjon av vindkraft i regionalnett,» Juni 2012. [Internett]. Available: Introduksjon av vindkraft i regionalnett. [Funnet 9 September 2013].
- [12] NVE, Enova, Norges forskningsråd og Innovasjon Norge, «Forskjellige typer kraftverk,» [Internett]. Available: <http://fornybar.no/vannkraft/produksjon-av-vannkraft/store-vannkraftverk/forskjellige-typer-kraftverk>. [Funnet 23 September 2013].
- [13] NVE, «Vindkraft,» [Internett]. Available: <http://www.nve.no/no/Energi1/Fornybar-energi/Vindkraft/>. [Funnet 23 September 2013].
- [14] Norges vassdrags- og energidirektorat, «Vindkraft - produksjon i 2012,» 2013. [Internett]. Available: http://webby.nve.no/publikasjoner/rapport/2013/rapport2013_13.pdf. [Funnet 15 September 2013].
- [15] B. Thorud, Forfatter, *Solceller i Norge, når blir det lønnsomt?*. [Performance]. Multiconsult, 2013.
- [16] A. I. Farrokh Rahimi, «Demand Response as a Market Resource Under the Smart Grid Paradigm,» IEEE Xplore, Juni 2010. [Internett]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=5454394&tag=1>. [Funnet 20 September 2013].
- [17] Statnett, «Nettdrift er en balansekunst,» 25 August 2013. [Internett]. Available: <http://www.statnett.no/Samfunnsoppdrag/vart-samfunnsoppdrag/Nettdrift-er-en-balansekunst/>. [Funnet 3 Oktober 2013].

- [18] SINTEF Energi AS, «Idédugnad med fokus på distribusjonsnett 2020,» SINTEF Energi AS, 30 Juli 2012. [Internett]. Available: <http://www.sintef.no/SINTEF-Energi-AS/Xergi/Xergi-2004/Nr-2---september/Idedugnad-med-fokus-pa-distribusjonsnett-2020/>. [Funnet 2 Oktober 2013].
- [19] I. f. E. o. N. N. A. Jan Andor Foosnæs, *Veiledning*, Trondheim, 2013.
- [20] Norges vassdrags- og energidirektorat, «Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet,» 2004. [Internett]. Available: <http://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557>. [Funnet 2013 November 12].
- [21] NVE, «Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet,» 14 Desember 2006. [Internett]. Available: <http://www.lovdata.no/for/sf/oe/oe-20041130-1557.html>. [Funnet 3 Oktober 2013].
- [22] NVE, «Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet,» 7 Desember 2012. [Internett]. Available: <http://www.lovdata.no/for/sf/oe/oe-20020507-0448.html>. [Funnet 4 Oktober 2013].
- [23] NVE, «Leveringskvalitet og avbruddsstatistikk,» 19 Januar 2009. [Internett]. Available: <http://www.nve.no/no/Energi1/Kraftsystemet/Leveringskvalitet/>. [Funnet 22 Oktober 2013].
- [24] H. Taxt, «DG i framtidens nett. Muligheter ved tilknytning av distribuert produksjon,» OiDG prosjektet, 7 Desember 2012. [Internett]. Available: e-rom OiDG. [Funnet 14 Oktober 2013].
- [25] Sintef Energi AS, HelgelandsKraft, REN, Hafslund, NTE, Agder Energi og TrønderEnergi, «Sømløs integrasjon av distribuert produksjon,» 27 Juli 2012. [Internett]. Available: http://www.sintef.no/SINTEF-Energi-AS/Xergi/Xergi-2009/Nr2_september/Somlos-integrasjon-av-distribuert-produksjon/. [Funnet 13 November 2013].
- [26] O. M. T. H. SINTEF Energiforskning AS ved Astrid Petterteig, «Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsheter, med maksimum aktiv

- effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet,» November 2006.
[Internett]. Available:
http://www.sintef.no/project/Distribution_2020/Publikasjoner/TR_A6343.01.pdf.
[Funnet 12 November 2013].
- [27] R. Paulsen, Interviewee, *NTE Nett AS*. [Intervju]. 2012.
- [28] T. B. S. G. K. Maria Catrinu, «Arbeidsnotat, Sømløs integrasjon av distribuert produksjon. Status og utfordringer,» OiDG, 20 April 2010. [Internett]. Available: OiDG e-rom. [Funnet 21 Oktober 2013].
- [29] Henning Taxt, Sintef Energi AS, «DG i fremtidens nett,» 30 September 2013. [Internett]. Available: OiDG eRom. [Funnet 11 November 2013].
- [30] O.-M. Midtgård, Forfatter, *TET 4175 Smart Power Grid Systems*. [Performance]. NTNU, 2013.
- [31] The Norwegian SmartGrid Centre, [Internett]. Available: <http://smartgrids.no/>. [Funnet 14 Januar 2014].
- [32] NVE, Norges vassdrag- og energidirektorat, «AMS,» 19 Juli 2010. [Internett]. Available: <http://www.nve.no/no/kraftmarked/sluttbrukermarkedet/ams/>. [Funnet 1 November 2013].
- [33] C. R. Olsen, «Vil bruke smart grids til å bedre leveringssikkerheten,» The Norwegian Smartgrid Centre, 13 September 2013. [Internett]. Available: <http://smartgrids.no/vil-bruke-smartgrid-til-a-bedre-leveringssikkerheten/>. [Funnet 1 November 2013].
- [34] M. AS, *Powerpointpresentasjon*, Magtech AS, 2012.
- [35] NVE, Enova, Norges forskningsråd og Innovasjon Norge , «Elektrisitetslagring,» [Internett]. Available: <http://www.fornybar.no/andre-teknologier/elektrisitetslagring>. [Funnet 4 Oktober 2013].
- [36] NVE, Enova, Norges forskningsråd og Innovasjon Norge , «Regulering av kraftproduksjon,» [Internett]. Available: <http://fornybar.no/vannkraft/produksjon-av-vannkraft/store-vannkraftverk/regulering-av-kraftproduksjon->. [Funnet 23 September

- 2013].
- [37] Statkraft, «Ulla-førreverkene,» [Internett]. Available: <http://www.statkraft.no/energikilder/vannkraft/ulla-forreverkene.aspx>. [Funnet 24 September 2013].
- [38] Statkraft, «Vannkraft,» September 2009. [Internett]. Available: http://www.statkraft.no/Images/Vannkraft%2009%20NO_tcm10-4585.pdf. [Funnet 9 Oktober 2013].
- [39] A. S. O. G.-B. R. V.-R. Francisco Díaz-González, «A review of energy storage technologies for wind power applications,» ScienceDirect, 18 Februar 2012. [Internett]. Available: http://ac.els-cdn.com/S1364032112000305/1-s2.0-S1364032112000305-main.pdf?_tid=614d969c-4148-11e3-b3a3-00000aacb361&acdnat=1383126667_6ff022566e3d906f118bc9ab46170889. [Funnet 30 Oktober 2013].
- [40] G. H. A. B. C. B. C. K. D. M. R. Abbas A. Akhil, «DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in collaboration with NRECA, SAND2013-5131,» SANDIA , Juli 2013. [Internett]. Available: <http://www.sandia.gov/ess/publications/SAND2013-5131.pdf>. [Funnet 16 September 2013].
- [41] D. J. C. Masoud Soroush, «Process systems opportunities in power generation, storage and distribution,» Elsevier Ltd., 10 Juli 2012. [Internett]. Available: http://ac.els-cdn.com/S0098135412002116/1-s2.0-S0098135412002116-main.pdf?_tid=be6d6ba6-413c-11e3-b918-00000aab0f6b&acdnat=1383121670_ff82a629d4e4165e4b572fd00c230a91. [Funnet 30 Oktober 2013].
- [42] Store Norske Leksikon, «Komposittmaterialer,» 14 Februar 2009. [Internett]. Available: <http://snl.no/komposittmaterialer>. [Funnet 1 Oktober 2013].
- [43] NVE, Enova, Norges forskningsråd og Innovasjon Norge, «Svinghjul,» [Internett]. Available: <http://www.fornybar.no/andre-teknologier/elektrisitetlagring/svinghjul>. [Funnet 1 Oktober 2013].

- [44] SuperPower, a Furukawa company, «Superconducting magnetic energy storage (SMES),» [Internett]. Available: <http://www.superpower-inc.com/content/superconducting-magnetic-energy-storage-smes>. [Funnet 29 Oktober 2013].
- [45] B. W. R. A. D. Mohd.Hasan Ali, «An Overview of AMES Applications in Power And Energy Systems,» IEEE Xplore, April 2010. [Internett]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=5433171>. [Funnet 29 Oktober 2013].
- [46] NVE, Enova, Norges forskningsråd og Innovasjon Norge, «Superkondensatorer,» [Internett]. Available: <http://www.fornybar.no/andre-teknologier/elektrisitetstetlagring/superkondensatorer>. [Funnet 30 Oktober 2013].
- [47] R. G. G. F. W. K. J. P. L. Helder Lopes Ferreira, «Characterisation of electrical energy storage technologies,» Elsevier Ltd., 25 Mars 2013. [Internett]. Available: http://ac.els-cdn.com/S0360544213001515/1-s2.0-S0360544213001515-main.pdf?_tid=0e58fe54-453a-11e3-84e5-00000aab0f6c&acdnat=1383560320_4c076a55b5312d8521519c4a2e55a45d. [Funnet 4 November 2013].
- [48] L. G. S. Jason Leadbetter, «Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity,» Elsevier B.V, 1 Juni 2012. [Internett]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775312009500>. [Funnet 4 November 2013].
- [49] ABB, «Energy storage systems, keeping smart grid in balance. Load leveling,» [Internett]. Available: <http://www.abb-energystoragesolutions.com/>. [Funnet 5 November 2013].
- [50] ABB, «Battery Energy Storage for Congestion Relief Relieving stress on transmission bottlenecks,» [Internett]. Available: <http://www.abb-energystoragesolutions.com/pdf/Congestion%20Relief%20brochure.pdf>. [Funnet 23 Januar 2014].

- [51] ABB, «Energy storage system, keeping the smart grid in balance. Capacity firming,» [Internett]. Available: <http://www.abb-energystoragesolutions.com/>. [Funnet 5 November 2013].
- [52] ABB, «Battery Energy Storage for Renewable Integration Managing generation to improve grid stability,» [Internett]. Available: <http://www.abb-energystoragesolutions.com/pdf/ramp%20rate%20control%20brochure.pdf>. [Funnet 23 Januar 2014].
- [53] ABB, «Battery Energy Storage Energy Storage unlocks reserve capacity,» [Internett]. Available: <http://www.abb-energystoragesolutions.com/pdf/Capacity%20reserve%20brochure.pdf>. [Funnet 23 Januar 2014].
- [54] M. I. a. B. V. S. M. I. Nimish Bhatnagar, «ENERGY STORAGE AND POWER SYSTEMS,» IEEE Conference Publications , 2012. [Internett]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6334823&tag=1>. [Funnet 6 November 2013].
- [55] M. H. J. B. Nicholas Etherden, «Dimensioning of Energy Storage for Increased Integration of Wind Power,» IEEE Xplore, Juli 2013. [Internett]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=6413265&tag=1>. [Funnet 20 Oktober 2013].
- [56] NVE, Enova, Norges forskningsråd og Innovasjon Norge , «Vannlagring i grunnen,» [Internett]. Available: <http://www.fornybar.no/andre-teknologier/lagring-av-termisk-energi/varmelagring-i-grunnen>. [Funnet 15 November 2013].
- [57] NVE, Enova, Norges forskningsråd og Innovasjon Norge, «Batterier,» [Internett]. Available: <http://www.fornybar.no/andre-teknologier/elektrisitetlagring/batterier>. [Funnet 17 November 2013].
- [58] E. H. T. T. W. H. J. E. Carlos Martinez, «Practical benefits of a battery energy storage system in Falköping distribution grid. Paper 1172,» i *22nd international conference on electricity distribution, CIRED 2013*, Stockholm, 2013.

- [59] M. B. J. D. J. S. G. S. Vladimir Stanojevic, «Application of demand side response and energy storage to enhance the utilization of the existing distribution network capacity. Paper 0852,» i *22nd International Conference on Electricity Distribution*, Stockholm, 2013.
- [60] ABB, «UK Power Networks,» [Internett]. Available: <http://www.abb-energystoragesolutions.com/>. [Funnet 18 Januar 2014].
- [61] Pveducation, pveducation, [Internett]. Available: <http://pvcadm.pveducation.org/BATTERY/charlead.htm>. [Funnet 11 Oktober 2013].
- [62] O.-M. Midtgård, Forfatter, *TET 4175 Battery Storage*. [Performance]. NTNU, 2013.
- [63] Electropaedia, «Battery performance characteristics,» Woodbank Communications Ltd, 2005. [Internett]. Available: <http://www.mpoweruk.com/performance.htm#life>. [Funnet 16 Oktober 2013].
- [64] M. R. Patel, *Wind and Solar Power Systems. Design, Analysis, and Operation*, Kings Point, New York: Taylor & Francis, 2006.
- [65] G. M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*, Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004.
- [66] I. T. P. L. D. Arturs Purvins, «Application of battery-based storage systems in household-demand smoothening in electricity-distribution grids,» Januar 2013. [Internett]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890412003044>. [Funnet 15 Oktober 2013].
- [67] «Battery sizing and selection,» [Internett]. Available: http://www.acre.ee.unsw.edu.au/acrelab/design_guide/sizing_batt_bottom.htm. [Funnet 14 Oktober 2013].
- [68] Power Inverters, «About deep cycle batteries,» Power Inverters, 2013. [Internett]. Available: <http://www.powerinverters.org/pages/About-Deep-Cycle-Batteries.html>. [Funnet 15 Oktober 2013].

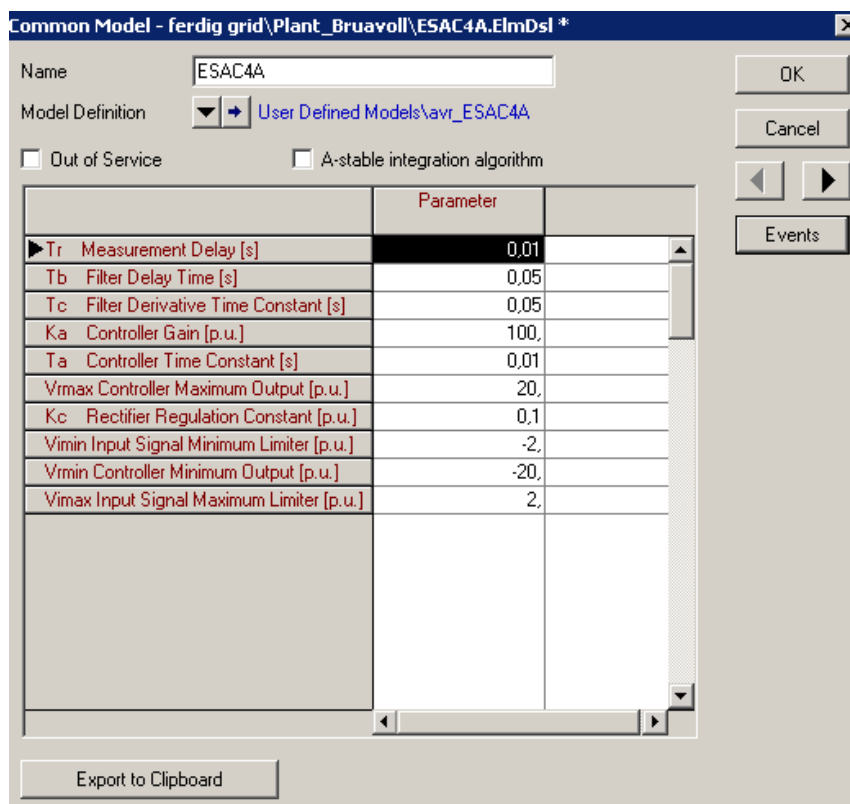
- [69] Elektroaedia, «Battery life (and Death),» 2005. [Internett]. Available: <http://www.mpoweruk.com/life.htm#top>. [Funnet 15 Oktober 2013].
- [70] D. Sauer, «Batteries Charge-discharge curves,» Elsevier, Sciencedirect, 2009. [Internett]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444527455000526#a0005>. [Funnet 20 November 2013].
- [71] T. A. B. B. Eckehard Tröster, «Using storage to integrate renewables into the distribution system, CIRED 2013 1335,» 10 Juni 2013. [Internett]. Available: 22nd international conference on electricity distribution, CIRED 2013. [Funnet 2 September 2013].
- [72] E. Ole Jakob Sordalen, Interviewee, [Intervju]. 21 November 2013.
- [73] A. Stian Reite, Interviewee, [Intervju]. 28 November 2013.
- [74] SINTEF Energiforskning AS, Planleggingsbok for kraftnett. Bind III Kostnadskatalog og komponentdata, Trondheim: Energiforsyningens Forskningsinstitutt AS, 1993.
- [75] I. Kyriakidis, «Optimal Sizing and Operation of Battery Storages in Stand-Alone Hybrid Power Systems,» 31 Mai 2012. [Internett]. Available: http://projekter.aau.dk/projekter/files/63472900/Optimal_Sizing_and_Operation_of_Battery_Storages_in_Stand_Alone_Hybrid_Power_Systems.pdf. [Funnet 4 Desember 2013].
- [76] E. Solvang, Forfatter, *Oversikt over utrednings- og planleggingsoppgaver innen nettvirkosomhet*. [Performance]. Institutt for Elkraftteknikk, 2012.
- [77] NVE, Enova, Norges forskningsråd og Innovasjon Norge, «Globale solenergiressurser,» [Internett]. Available: <http://www.fornybar.no/solenergi/ressursgrunnlag/globale-solenergiressurser>. [Funnet 19 September 2013].

Vedlegg

A. Kontrollsystemer for generatorene

Innebygd AVR- og HydGov-kontroller for generatorene i DigSilent PowerFactory. AVR regulerer generatorens magnetiseringsstrøm og dermed klemmespenningen ved å justere spenningen på rotorviklingene. HydGov regulerer produksjonen og hastigheten på generatoren.

A.1 AVR-kontroller



Parameter	Value
Tr Measurement Delay [s]	0,01
Tb Filter Delay Time [s]	0,05
Tc Filter Derivative Time Constant [s]	0,05
Ka Controller Gain [p.u.]	100
Ta Controller Time Constant [s]	0,01
Vmax Controller Maximum Output [p.u.]	20
Kc Rectifier Regulation Constant [p.u.]	0,1
Vmin Input Signal Minimum Limiter [p.u.]	-2
Vmin Controller Minimum Output [p.u.]	-20
Vmax Input Signal Maximum Limiter [p.u.]	2

Tabell A.1 AVR- kontroll for generatorene i DigSilent PowerFactory

A.2 HydGov-kontroller

Common Model - ferdig grid\Plant_Bruavoll\HYGOV.ElmDsl

Name:

Model Definition:

Out of Service A-stable integration algorithm

	Parameter	
▶ r	Temporary Droop [pu]	0,1
Tr	Governor Time Constant [s]	10,
Tf	Filter Time Constant [s]	0,1
Tg	Servo Time Constant [s]	0,5
Tw	Water Starting Time [s]	1,
At	Turbine Gain [pu]	1,
Dturb	frictional losses factor pu [pu]	0,01
qnl	No Load Flow [pu]	0,01
R	Permanent Droop [pu]	0,04
PN	Turbine Rated Power(=0->PN=Pgmn) [Mw]	0,
Gmin	Minimum Gate Limit [pu]	0,
Velm	Gate Velocity Limit [pu]	0,15
Gmax	Maximum Gate Limit [pu]	1,

Export to Clipboard

OK
Cancel
Events

Tabell A.2 HydGov-kontroller for generatorene i DigSilent PowerFactory

B. Virkelige produksjonsverdier per måned for Bruavollelva og Gravbrøtfoss

Produksjonsverdier per måned for Bruavollelva og Gravbrøtfoss er virkelige produksjonsverdier for året 2011, mottatt fra NTE Nett AS

Måned	Bruavollelva [kWh]	Gravbrøtfoss [kWh]
Januar	40544	383816
Februar	319920	784204
Mars	223312	1196348
April	1249692	1421568
Mai	1728068	1534844
Juni	923916	857456
Juli	191468	243944
August	458620	456536
September	659268	741344
Oktober	1498812	1040624
November	1430668	1013572
Desember	587528	1220880

Tabell B.1 Produksjonsverdier for Bruavollelva og Gravbrøtfoss [27]

C. Virkelige produksjonsverdier per time for Bruavollelva og Gravbrøtfoss

Produksjonsverdier for Bruavollelva og Gravbrøtfoss for døgnet 7.5.2011 er virkelige produksjonsverdier for året 2011, mottatt fra NTE Nett AS

Dato og tidspunkt	Bruavollelva [kWh]	Gravbrøtfoss [kWh]
07/05/2011 01	2644	2072
07/05/2011 02	2624	2076
07/05/2011 03	2600	2072
07/05/2011 04	2556	2072
07/05/2011 05	2508	2072
07/05/2011 06	2484	2072
07/05/2011 07	2428	2068
07/05/2011 08	2408	2072
07/05/2011 09	2484	2072
07/05/2011 10	2568	2072
07/05/2011 11	2640	2068
07/05/2011 12	2708	2068
07/05/2011 13	2796	2072
07/05/2011 14	2804	2072
07/05/2011 15	2812	2076
07/05/2011 16	2864	2072
07/05/2011 17	2992	2072
07/05/2011 18	304	2076
07/05/2011 19	0	2076
07/05/2011 20	0	2076
07/05/2011 21	0	2076
07/05/2011 22	344	2076
07/05/2011 23	2452	2076
07/05/2011 24	3312	2076

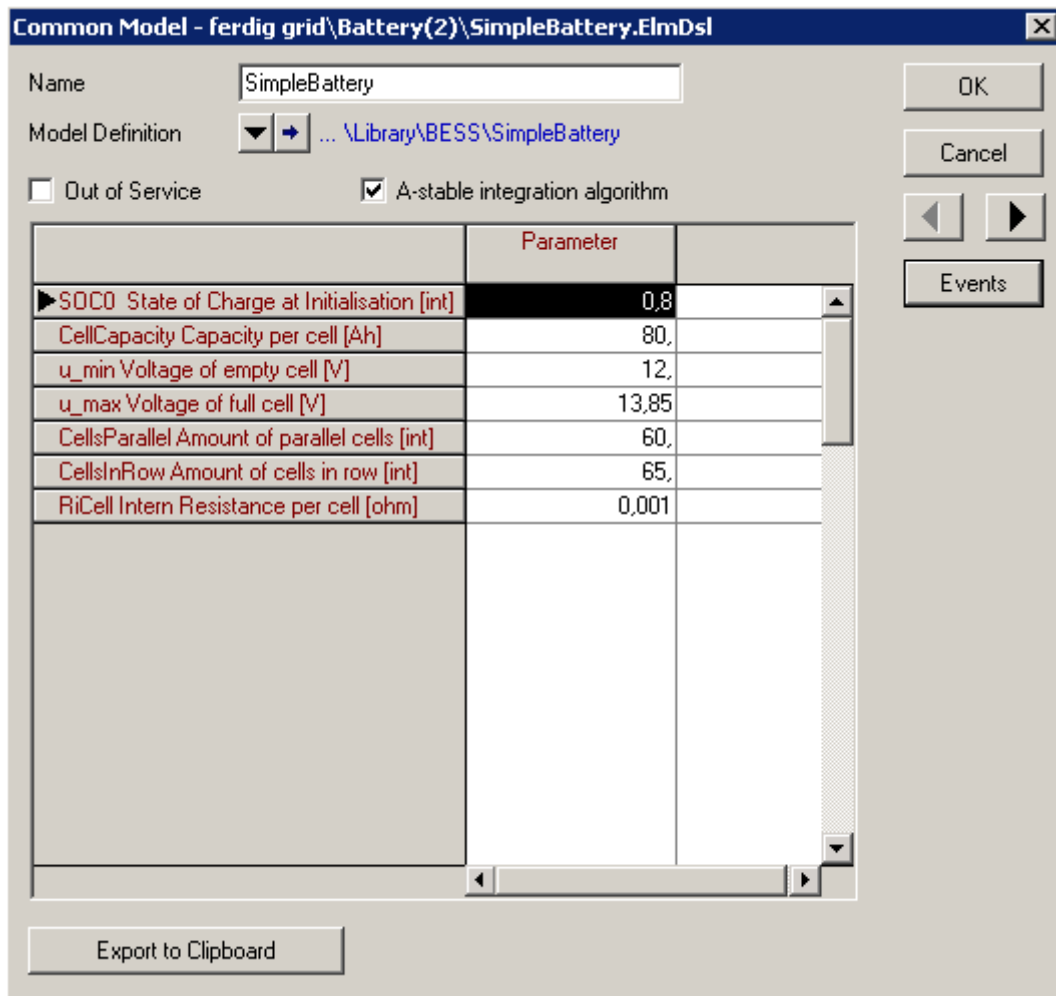
Tabell C.1 Produksjonsverdier per time for Bruavollelva og Gravbrøtfoss [27]

D. Det innebygde standardbatteriet

Standardbatteriet inneholder et innebygd standardbatteri, *Charge Control*, *PV controller* og *Frequency Control*. Alle innstillinger og parametere er gitt for standardbatteriet.

D.1 StandardBatteri

Figur D.1 viser egenskapene for standardbatteriet.



Tabell D.1 Standardbatteri i DigSilent PowerFactory

D.2 Charge Control for standardbatteri

Charge Control i figur D.2 kontrollerer batteriets ladeprosess.

	Parameter	
▶ ChargeCur min charging current [pu]	0,05	▲
minSOC minimal SOC, discharging will be stopped [pu]	0,	
maxSOC maximal SOC, charging will be stopped [pu]	1,	
deltaU threshold for iq preference [pu]	0,9	

Tabell D.2 ChargeControl for standardbatteriet i DigSilent PowerFactory

D.3 PV controller for standardbatteri

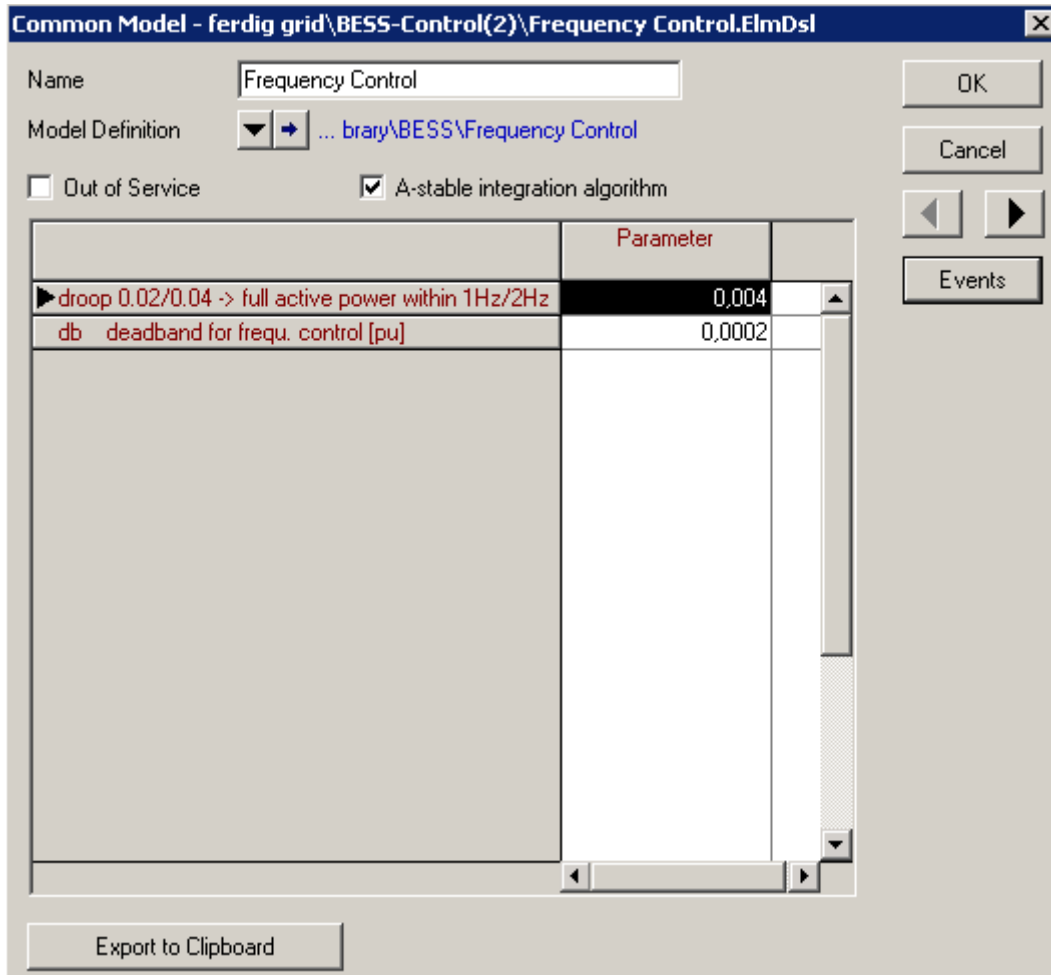
PV controller i figur D.2 balanserer avviket for spenning og aktiv effekt.

	Parameter	
▶ Tr	Filter time constant, active path [s]	0,01
Trq	Filter time constant, reactive path [s]	0,1
Kp	Proportional gain - id-PI-controller [pu]	2,
Tip	Integrator time constant -id-PI-contr. [s]	0,2
AC_deadband	deadband for proportional gain [pu]	0,
Kq	Proportional gain for AC-voltg. support [pu]	1,
Tiq	Integrator time constant -iq-I-contrl. [s]	0,002
id_min	Max discharging current [pu]	-0,4
iq_min	Min reactive current [pu]	-1,
id_max	Max charging current [pu]	1,
iq_max	Max reactive current [pu]	1,

Tabell D.3 PV Controller for standardbatteri i DigSilent PowerFactory

D.4 Frequency Control for standardbatteri

Frequency Control i figur D.4 avgjør batteriets evne til å regulere den aktive effekten i henhold til en valgt droop verdi i situasjoner hvor frekvensen avviker.



Tabell D.4 Frequency Control for standardbatteri i DigSilent PowerFactory