

2018:00496 - Åpen

Rapport

Fleksibel nettdrift

Resultater fra piloter i FlexNett-prosjektet

Forfatter(e)

Maren Istad

Hanne Sæle, Synne Garnås

Martin Gilje Jaatun (SINTEF Digital)



Rapport

Fleksibel nettdrift

Resultater fra piloter i FlexNett-prosjektet

EMNEORD:
Nettdrift
Smart grid
Batteri
Fjernstyrte brytere
RTU
FLISR**VERSJON**
1.0**DATO**
2018-04-30**FORFATTER(E)**
Maren Istad
Hanne Sæle, Synne Garnås
Martin Gilje Jaatun (SINTEF Digital)**OPPDRAGSGIVER(E)**
FlexNett-prosjektet**OPPDRAGSGIVERS REF.**
Per Erik Nordbø**PROSJEKTNR**
502000952**ANTALL SIDER**
63**SAMMENDRAG**

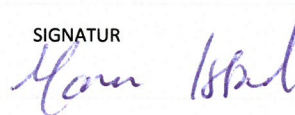
Denne rapporten er et resultat fra FlexNett-prosjektet (2015-2018) og oppsummerer resultatene fra demoer hos BKK Nett knyttet til fleksibel nettdrift.

Rapporten er basert på bidrag fra:

- Per Erik Nordbø (BKK Nett)
- Eirik Thorshaug (NTE Nett) (kap. 3.3.3) [1]
- Augusta Pithallice, André Tolleshaug, Jon-Bjarte Carlsen, Odin H. Eliassen og Jon-Egil Einestrøm (BKK Nett) (kap. 3.3.1, 4.3 og 4.4.1)
- Remy A. H. Hjelme og Ole J. Hatlen (BKK Nett) (kap. 3.3.2 og 5.4)
- Henrik Kirkeby (SINTEF Energi) (kap. 5.2, 5.4 og 5.6) [2] [3] [4]
- Merkebu Zenebe Degefa (SINTEF Energi) (kap. 6.3) [5]
- Henning Taxt (SINTEF Energi) (kap. 6.2) [6]
- Keilon Hiis Bergh (Adaptic AS) (kap. 6.1) [7]

UTARBEIDET AV
Maren Istad**KONTROLLERT AV**
Andrei Z. Morch**GODKJENT AV**
Knut Samdal

SIGNATUR



SIGNATUR



SIGNATUR

**RAPPORTNR**
2018:00496**ISBN**
978-82-14-06897-9**GRADERING**
Åpen**GRADERING DENNE SIDE**
Åpen

Prosjektpartnere

Prosjekteier: 

Demo:



FoU:



Brukerpartnere:



smart grid norway



Innholdsfortegnelse

1	Innledning	5
2	FlexNett-prosjektet	6
3	Batteri i nettdrift	10
3.1	Tjenester og formål relatert til batteri i nettdrift	10
3.2	Case studie – bruk av batteri i nettdrift	12
3.3	Demo-case fra FlexNett-prosjektet	14
3.3.1	Batteri i nettstasjon ved Brushytten hos BKK Nett	14
3.3.2	Batteri installert i tilknytning til elferge mellom Lavik og Oppdal hos BKK Nett	19
3.3.3	Batteri installert for spenningsutjevning/fasekompensering hos NTE Nett	20
4	Fjernstyrte brytere og automatisk feillokalisering, isolering og gjenoppretting av forsyning (FLISR)	22
4.1	Definisjoner	22
4.2	Eksempler på prosjekt hvor FLISR har blitt implementert i distribusjonsnett	23
4.3	Fjernstyrte brytere på Fedje	25
4.3.1	Erfaringer med fjernstyrte brytere	27
4.4	FLISR i Eksingedalen	27
4.4.1	Resultater fra FAT/SAT	33
4.4.2	Plassering av FLISR-løsninger og vurdering av informasjonssikkerhet	34
4.4.3	Sikkerhetsbetraktninger	36
5	Elektrisk transport og nettkonsekvenser	37
5.1	Elbilhurtigladestasjon og sterkt nett	37
5.2	Hurtigladestasjon for elbiler, lokalisert på Danmarks plass	39
5.3	Elferge med batteripakke og svakt nett	41
5.4	Elfergen Ampere (Lavik-Oppedal)	41
5.5	Landstrømsforsyning	43
5.6	Skoltegrunnskaia med landstrømsanlegg	44
6	Fleksibilitet og distribuert produksjon på kundenivå	48
6.1	Utkobling av fleksibelt forbruk i næringsbygg med SD-anlegg	48
6.2	Målekonsept plusskunder	49
6.3	Nettkonsekvenser ved plusskunder lokalisert i et svakt distribusjonsnett	50
7	Oppsummering	52
8	Referanser	54

Vedlegg 1	Forkortelser	59
Vedlegg 2	Kost/nytte-vurdering for Brushytten	60
Vedlegg 3	Kost/nytte-vurdering for Fedje.....	61
Vedlegg 4	Kost/nytte-vurdering for Eksingedalen	62

1 Innledning

Denne rapporten er utarbeidet i forbindelse med innovasjonsprosjektet "Fleksibilitet i fremtidens smarte distribusjonsnett – FlexNett" (2015-2018) og presenterer resultater knyttet til demoaktiviteter om fleksibel nettdrift - hovedsakelig hos BKK Nett, men også batteri for spenningsutjevning/fasekompensering hos NTE Nett.

I FlexNett-prosjektet ble det gjennomført følgende demoaktiviteter knyttet til fleksibel nettdrift:

1. Batteri i nettdrift
 - a. Batteri eid av nettselskap og plassert ute i nettet
2. Fjernstyrte brytere og automatisk feillokalisering, isolering og gjenoppretting (FLISR). Inkludert betraktninger knyttet til IKT-sikkerhet
3. Målinger i nettstasjoner med:
 - a. Hurtiglادestation for elbiler
 - b. Elferge
 - c. Landstrømforsyning
4. Fleksibilitet og distribuert produksjon på kundenivå
 - a. Utkobling av fleksibelt forbruk i næringsbygg med SD-anlegg
 - b. Målekonsept plusskunder
 - c. Nettkonsekvenser ved et stort antall plusskunder lokalisert i et svakt distribusjonsnett

Enkle kost/nytte-vurderinger er gjennomførte for aktivitetene i 1) og 2). Det er også tatt med betraktninger rundt test av løsningene i 1) og 2). Dessverre er det innhentet lite erfaring med drift av løsningene.

Detaljerte beskrivelser av hver demoaktivitet finnes i egne notater fra prosjektet. Deler av demoaktiviteten er også beskrevet i et CIRED-papir [8] presentert som poster på CIRED-konferansen i 2017.

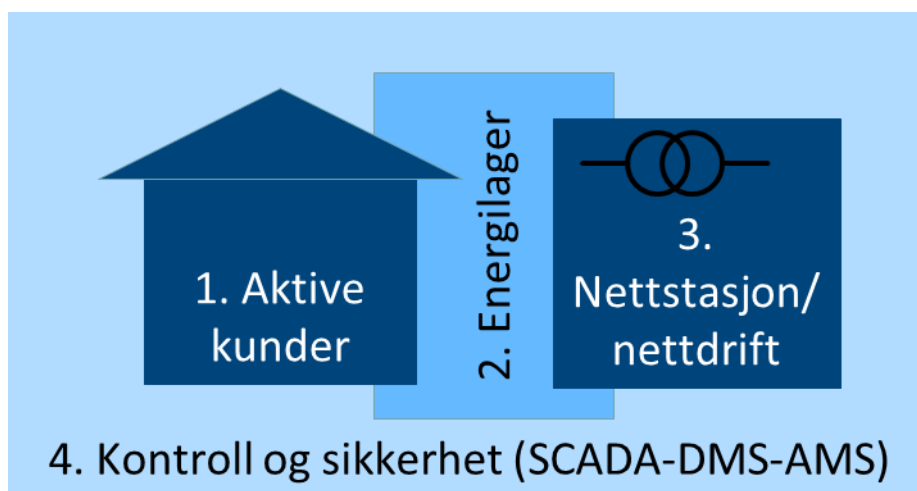
2 FlexNett-prosjektet

Denne rapporten er utarbeidet i forbindelse med forskningsprosjektet "Fleksibilitet i fremtidens smarte distribusjonsnett – FlexNett" (2015-2018)¹ som inngår i Forskningsrådets ENERGIX-program.

Prosjektet har som overordnet målsetting å bidra til **økt fleksibilitet i fremtidens smarte distribusjonsnett** gjennom å **demonstrere og verifisere** tekniske og markedsmessige løsninger for fleksibilitet på ulike nivå i nettet og til nytte for ulike aktører.

Prosjektet vil fremme økt fleksibilitet på følgende områder, se også figur 2.1:

- Internt hos *aktive kunder*, i samspillet mellom forbruk, produksjon og energilagring, for å bidra til mer effektivt energiforbruk, reduserte kostnader og nye tjenester.
- I *distribusjonsnett* ved at energilager plasseres i nettstasjon for å jevne ut effektopper, gi bedre utnyttelse av eksisterende nettkapasitet, redusert sammenlagret effekt og utsatte nettinvesteringer.
- I *smartere drift av distribusjonsnettet* gjennom f.eks. energilager, fjernstyrte omkoblinger og spennings-regulering, noe som vil gi reduserte nettap, bedret leveringssikkerhet og forbedret spenningskvalitet.



Figur 2.1 Realisering av fleksibilitet

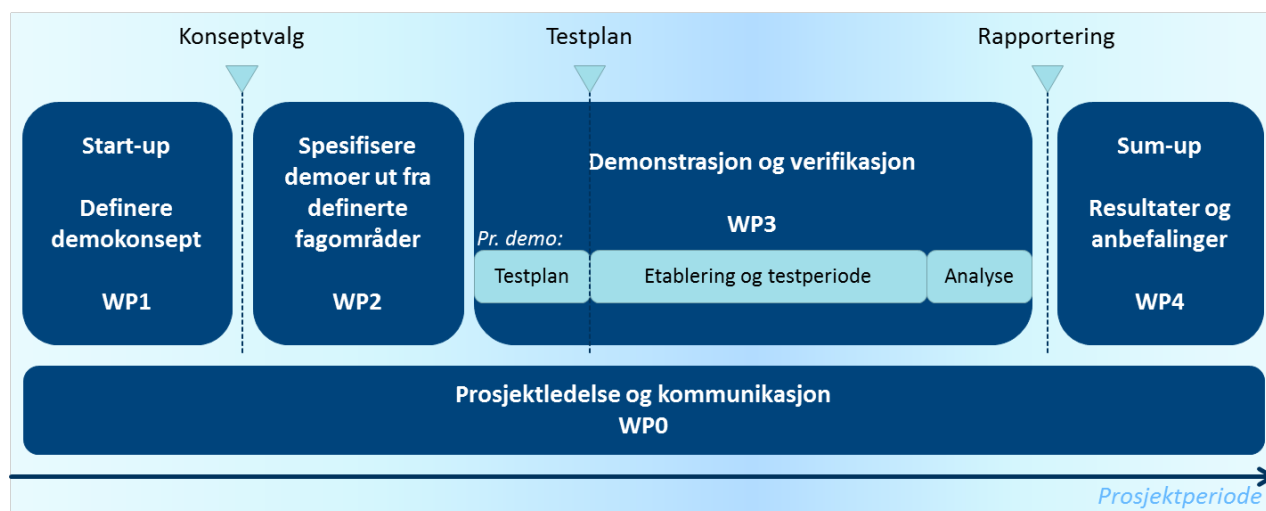
Prosjekteier er BKK Nett, og forskningspartnere er SINTEF Energi, Smart Innovation Norway og SINTEF Digital. Prosjektet har mottatt finansiering fra Norges Forskningsråd, i tillegg til finansiering fra 20 prosjektpartnere.

Det totale budsjettet er på ca. 21. millioner kr, inkludert finansiering av forskningsaktiviteter og egeninnsats fra brukerpartnere.

Prosjektstruktur

Totalt består prosjektet av fem arbeidspakker (WP), som presentert i figur 2.2.

¹ <https://www.forskningsradet.no/prosjektbanken/#/project/NFR/245412>

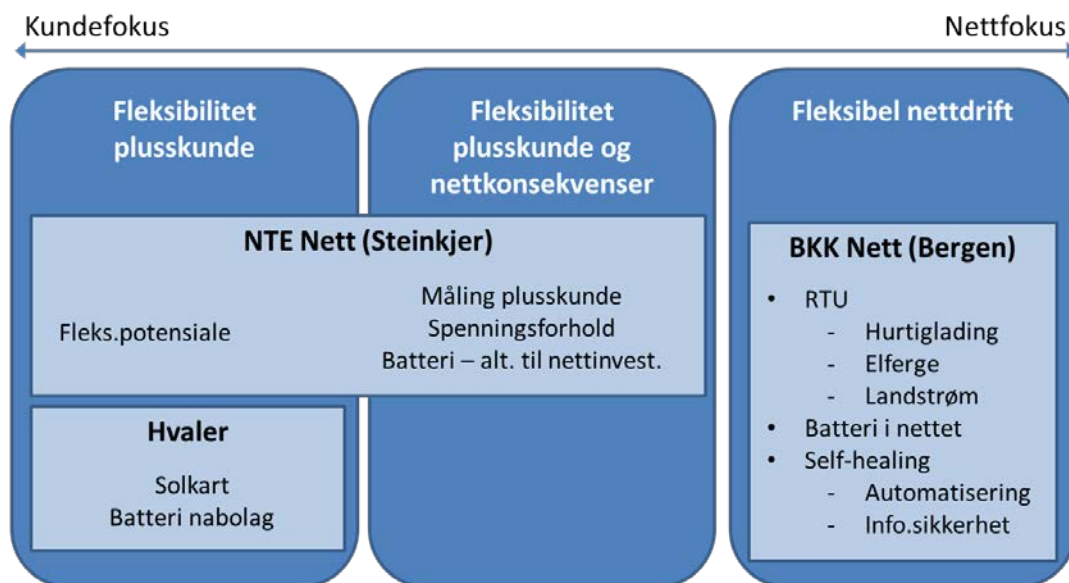


Figur 2.2 Prosjektstruktur FlexNett-prosjektet

I den første arbeidspakken (WP1) ble det arrangert workshops med målsetting om å definere demokonsept for prosjektet, med fokus på fremtidens distribusjonsnett og forbrukerfleksibilitet. Den andre arbeidspakken (WP2) fortsatte dette arbeidet, og definerte forskningsaktiviteter for de tre definerte demo-lokaliseringene. Den største arbeidspakken har vært WP3, hvor de faktiske demonstrasjons- og verifikasjonsaktivitetene ble gjennomført. Den siste arbeidspakken (WP4) skal oppsummere resultatene fra prosjektet (hovedsakelig WP3), og utarbeide anbefalinger basert på dette. I hele prosjektperioden har det vært en egen arbeidspakke (WP0) for prosjektledelse og kommunikasjon.

Forskningsaktiviteter

Tre demonstrasjonsaktiviteter har blitt inkludert i FlexNett-prosjektet. Arbeidet har hatt et bredt fokus som spenner fra kun kundefokus, til kundefokus og nettrelaterte temaer, og aktiviteter med kun fokus på tiltak i distribusjonsnettet. Temaene for de ulike demonstrasjonsaktivitetene, sortert på lokalisering, er presentert i figur 2.3.



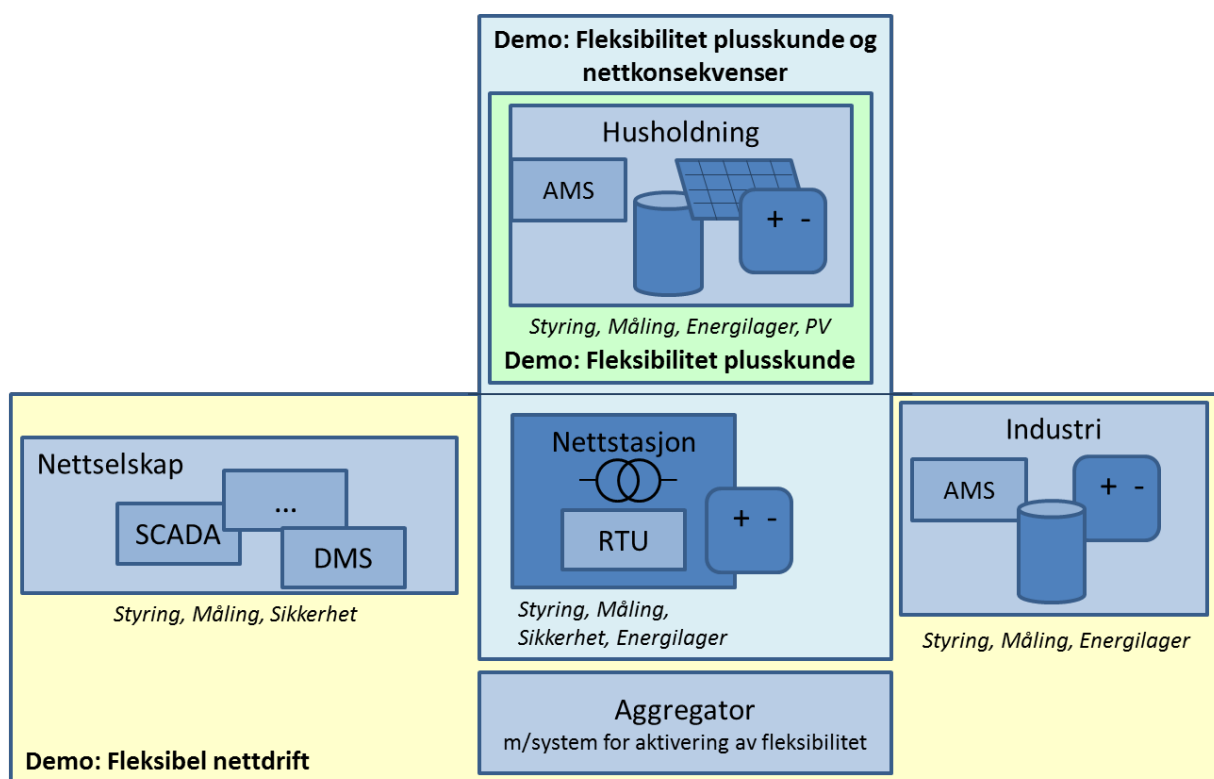
Figur 2.3 Demonstrasjonsaktiviteter innen FlexNett-prosjektet

Geografisk lokalisering av demo-områdene er vist i figur 2.4.



Figur 2.4 Geografisk lokalisering av demoområdene i FlexNett-prosjektet
(Source: www.zeemaps.com)

Strukturering av aktører (nettselskap, aggregator, industri, husholdning), systemer (SCADA, DMS, AMS; RTU, ...), teknologier (forbruk, produksjon og energilager) og funksjonalitet (styring, måling, sikkerhet, ...) som er involvert i de ulike temaområdene, er vist i figur 2.5.



Figur 2.5 Strukturering av aktører, systemer, teknologier og funksjonalitet [9]

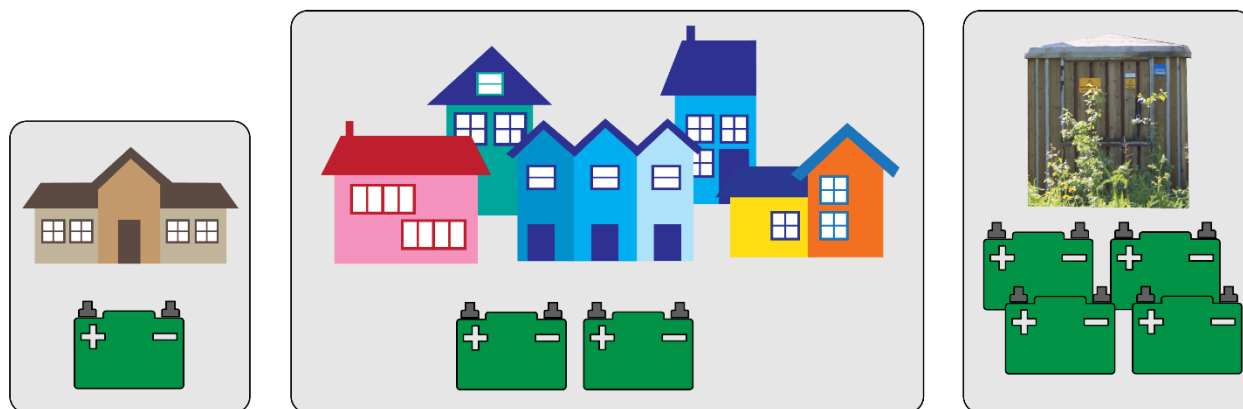
Denne rapporten oppsummerer resultater fra demonstrasjonsaktiviteter hvor fokus har vært på fleksibel nettdrift (se gul rute i figuren over) – lokalisert både hos BKK Nett (Bergen) og NTE Nett (Steinkjer).

3 Batteri i nettdrift

Et batteri kan plasseres flere steder i nettet for ulike formål, se figur 3.1. Dette kapitlet omhandler batterier utplassert i nettet og, som i demoene omtalt her, er eid av nettselskapet. Kapitlet starter med generelle betraktninger knyttet til tjenester relatert til batteri i nettdrift, deretter følger en litteraturstudie om bruk av batteri i nettdrift rundt om i verden.

Til slutt oppsummeres aktivitetene og erfaringene fra FlexNett-prosjektet for:

- Batteri i nettstasjon ved Brushytten hos BKK Nett
- Batteri installert i nettet i pga. problemer knyttet til elferge mellom Lavik og Oppdal hos BKK nett
- Batteri installert for spenningsutjevning/fasekompensering hos NTE Nett



Figur 3.1 Ulike lokasjoner for batterier

3.1 Tjenester og formål relatert til batteri i nettdrift

Det flere mulige formål for batterier utplassert i nettet og eid av nettselskap, men typisk vil det være sikring av leveringspålidelighet² (Sikre forsyning ved avbrudd) og forbedret spenningskvalitet (sikre at forskrift om leveringskvalitet (FoL) er oppfylt).

For tiden pågår det i Norge en diskusjon knyttet til eierskap av batterier, og om og evt. når et nettselskap skal kunne eie et batteri. I en rapport utarbeidet for NVE ble det gitt en anbefaling om at nettselskap på sikt ikke bør eie batterier, noe som bl.a. stemmer bra overens med reglene for et funksjonelt skille mellom nettvirksomhet og annen virksomhet [10]. Det nevnes unntak fra en slik hovedregel, bl.a. knyttet til reservestrøm til bruk i nettanlegg og nødstrømsanlegg. På grunn av manglende erfaring med hva batterier kan gjøre og hvordan det bør organiseres, anbefales det også i rapporten at det på kort sikt bør være mulig for nettselskap å teste ut batterier. I EU sier i "common rules for the internal market in electricity" [11] at nettselskaper ikke skal eie, utvikle, forvalte eller drifte energilagere. Men det åpnes for unntak når visse betingelse er oppfylt. Eksempelvis i tilfeller hvor ingen aktører, etter et offentlig anbud, er villige til å eie eller drifte et energilager. Unntak kan også gis av regulatoren etter en behovskartlegging.

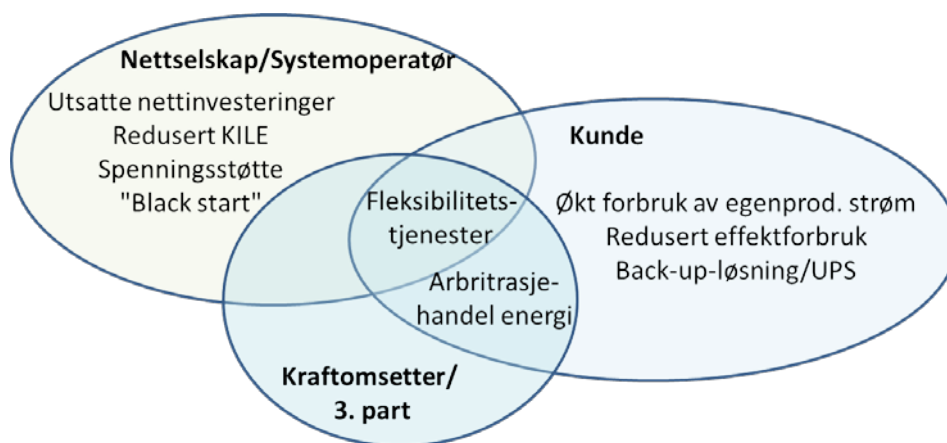
² Kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker. Leveringspålidelighet er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd i forsyningsspenningen (ref. NVE).

Det kan være en mulighet at eventuelle markedsaktører eier batterier som er utplassert i nettet. Det er ingen slike aktører i dag, men gitt at reguleringen tillater dette og det eksisterer attraktive markeder, kan dette bli aktuelt i framtiden. Avhengig av endelig reguleringsmodell, kan det være en mulighet at nettselskap kjøper tjenester av en markedsaktør som eier batteri i et åpent marked, nettselskap leier batterikapasitet på mer langsiktige avtaler eller at nettselskap og markedsaktør sammen eier et batteri. Da kan nettselskapet eie en andel som dekker behov knyttet til leveringskvalitet³, mens en markedsaktør kan eie resten av kapasiteten og tilby dette i et fleksibilitetsmarked. Dette er illustrert i den enkle figuren under. Gevinsten for begge parter kunne være delt investeringskostnad og tilgang til fleksibilitet.



Figur 3.2 Batteri eid i fellesskap av nettselskap og markedsaktør

Ulike aktører vil ha ulik motivasjon for å investere i et batteri. En oversikt over ulike tjenester et batteri kan bidra med, og hvilken nytte ulike aktører vil ha fra et batteri, er skissert i figur 3.3. Dette gjelder for batteri lokalisert hos kunde (bak måler), i nabolag eller i distribusjons-/transmisjonsnettet (Figur 3.1). I dette kapitlet fokuseres det på batteri lokalisert i nettet og brukt til formål til nytte for nettdrift.



Figur 3.3 Tjenester som kan leveres fra et batteri

³ Leveringskvalitet er et samlebegrep som omfatter leveringspålitelighet, spenningskvalitet og ulike ikke-tekniske elementer, slik som kundeservice og informasjon (ref NVE)

3.2 Case studie – bruk av batteri i nettdrift

For å kartlegge bruken av batteri i nettdrift har det blitt gjennomført et litteratursøk for å finne eksempler hvor nettselskap både installerer og er eier av batteri i distribusjonsnett. Dette kapittelet presenterer noen av funnene fra litteratursøket, og gir en kort introduksjon til tematikken. Utgangspunktet for litteratursøket har vært *DOE Global Energy Storage Database*, som er en database som kontinuerlige kartlegger nettilknyttede energilagere [11]. Litteraturstudien har fokusert på case hvor formålet med implementeringen har vært effektutjevning (peak shaving) og øydrift. Dette er en litt forenklet inndeling, da batteriene i mange tilfeller har mer enn ett formål, f.eks. ble flere av batteriene også installert for spenningsregulering.

Videre presenteres noen av casene hvor batteri har blitt implementert i distribusjonsnett. Beskrivelsen gir ikke oversikt over alle mulige caser, men gir en pekepinn på hva slags batteri (størrelse, type) som er vanlig, hvorfor batteriene er tatt i bruk (formål) og utfordringer knyttet til implementeringen av batteriene i nettet.

Effektutjevning (Peak shaving)

Mange av de kartlagte prosjektene har oppgitt effektutjevning (peak shaving) som ett av hovedformålene til at et batteri er installert i distribusjonsnett. Et gjentakende mønster er at flere av batteriene ble installert for å utsette behovet for kostbare nettoppgraderinger.

I Dietikon i 2012, ble det som en del av et pilotprosjekt, installert et batterisystem kalt Zurich 1 MW BESS. Hovedformålet med batterisystemet var effektutjevning (peak shaving), og eierne av systemet var Elektrizitätswerke des Kantons Zürich (EKZ). Batteriet var av typen Li-ion, med nominell effekt lik 1 MW og en kapasitet på 580 kWh. Bryterkonfigurasjon gjorde det mulig å tilknytte batteriet både til det lavspente og det høyspente distribusjonsnett. En av de største utfordringene i pilotprosjektet var knyttet til styringen av batteriet, bl.a. estimeringen av State of Charge (SoC)-verdien. En annen utfordring var estimeringen av batteriets levetid, og hvordan den implementerte styringen påvirket levetiden. En begrunnelse for å implementere batteri, var å utsette andre former for nettoppgradering. [12]

Det finnes flere demoer hvor batteri har blitt implementert i tilknytning til distribuert produksjon. Et eksempel på en slik case, er et prosjekt utført av Public Service Company of New Mexico (PNM) i 2011, hvor to batterikontainere som hver bestod av 160 Advanced Lead Acid-batterier, ble tilkoblet en høyspent distribusjonsradial (12,47 kV). Hovedformålet med batterisystemet var jevne ut strømforbruket. Den nominelle effekten til energisystemet var 0,25 MW, mens kapasiteten var 0,99 MWh. Batterisystemet ble tilkoblet i samme forgrening som en 500 kW PV-installasjon, og sammen klarte systemet å redusere maksimalbelastningen i radialen med 15 %. Prosjektet identifiserte følgende to utfordringer knyttet til effektutjevning: 1) å få tak i måledata fra nettstasjonen og 2) å predikere lastprofilen og produksjonen for neste dag. Disse prediksjonene var essensielle, da de skulle brukes som utgangspunkt for morgendagens plan for effektutjevning. [13]

I 2006 installerte American Electric Power (AEP) et 1,2 MW batterisystem tilknyttet en 12 kV radial. Systemet bestod av 20 batterier av typen natrium-sulfur (NaS) som hadde en total kapasitet på 7,2 MWh. Hovedformålet med batteriet var å avlaste transformatoren under lastoppene i sommermånedene. I løpet av det første året i drift, var systemet tilgjengelig 90 % av tiden for den daglige planlagte utladningen. Totalt var det 38 dager hvor batteriet ikke var tilgjengelig for utladning. Årsaken til dette var hovedsakelig feil i omformerene. Likevel ble radialens lastfaktor forbedret fra 75 % til 80%. I prosjektet ble batteriet driftet mellom 83% og 90% av full kapasitet, for å øke levetiden til batteriet, til tross for at dette gikk på bekostning av inntjeningsgevinsten. En annen lærdom som AEP tar med seg fra prosjektet, er å undersøke mulighetene for å drifte batteri nærmere kapasitetsgrensen. [14]

I Thomastown i Australia, ble et 1 MW batteri tilknyttet 22 kV-distribusjonsnettet i 2012. Batteriet var av typen litium-ion, og er en del av en mobil kontainer som gjør at batteriet også kan benyttes andre steder i nettet. Batteriet hadde en kapasitet på 1 MWh, og hadde som formål å redusere lasten under høylasttimene. Løsningen AusNet Services valgte, var å tilknytte batterisystemet til en radial slik at det kunne levere energi til kundene på enden av radialen. Batterisystemet ble også brukt til øydrift. [15]

I Milton Keynes i England hadde Western Power Distribution en litt annen tilnærming til effektutjevning (peak shaving). I stedet for å ha ett batteri ved transformatoren, installerte de batterier på fem forskjellige steder langs en 11 kV-radial. Hvert av batteriene hadde nominelle effekt lik 50 kW, og en kapasitet på 100 kWh. Testene viste at batteriene på alle lokasjonene klarte å redusere topplast. Western Power Distribution påpeker at et større batteri på en hensiktsmessig lokasjon ville ha forenklet installeringsprosessen og kompleksiteten rundt styringen av systemet. [16]

Øydrift

En del prosjekt undersøkte muligheten for drifte deler av distribusjonsnettet isolert fra det overliggende nettet. I flere av disse prosjektene, var formålet å forbedre forsyningssikkerheten og redusere avbruddstiden. Tre forskjellige prosjekter med fokus på øydrift vil bli kort oppsummert her.

I 2008 installerte AEP tre 2 MW NaS-batterier på tre forskjellige steder i USA (Churubusco, Milton, and Bluffton). Kapasiteten til batteriene var 14,4 MWh. Ett av formålene til batteriene var effektutjevning (peak shaving), men i tillegg ble batteriene også installert for å redusere utetiden ved avbrudd i nettet. Dette ble utført gjennom å tilrettelegge for øydrift. I løpet av perioden batteriene var tilknyttet nettet, var det både planlagte og uforutsette avbrudd i nettet. For eksempel var det en snøstorm i Milton i 2009 som førte til at 25 kunder ble frakoblet distribusjonsnettet i to dager, men på grunn av batteriet var kundene bare uten strøm i totalt tre minutter. Siden disse batteriene var noen av de første batteriene som ble brukt til øydrift i USA, har AEP hatt en bratt læringskurve i forhold til å optimalisere antall kunder som kan være isolert på samme tid. De anbefaler videre at nettselskap utfører en foranalyse av nettet, for å sørge for at et nytt batterisystem vil være optimalisert i forhold til lastprofilen. [14]

I Demo 6 av Grid4EU-prosjektet, testet Électricité de France (EDF) øydrift i Carros i Frankrike. Tre PV-installasjoner på tilsammen 430 kWp var installert i området som ble driftet i øydrift, og området hadde åtte kommersielle kunder tilknyttet. Et litium-ion batteri på 630 kWh ble tilkoblet i transformatorstasjonen mellom det høyspente og lavspente distribusjonsnettet. Batteriet ble tilknyttet nettet gjennom fire parallell-koblede omformere, med effektbegrensning på 250 kW. I demoen ble både planlagte avbrudd og uforutsette avbrudd testet. Under testene var to av PV-installasjonene, med en total ytelse på 290 kWp, tilknyttet. Under et planlagt avbrudd ble radialen operert i øydrift i fem timer. Det uforutsette avbruddet var på to timer. Spenningen og frekvensen varierte i gjennomsnitt, henholdsvis 0,48 % og 0,07 % fra de nominelle verdiene (230 V, 50 Hz). I Demo 6 ble også potensialet for effektutjevning testet. Mer informasjon kan finnes i [17].

BC Hydro installerte et 1 MW batteri i tilknytning til et lite område kalt Field i Canada. Det er totalt 155 kunder i området, som blir forsynt av en 55 km lang 25 kV-linje. Linjen går gjennom utfordrende terreng, og trefall på linjen fører ofte til avbrudd. Et NaS-batteri med kapasitet på 6 MWh ble installert for å forsterke forsyningssikkerheten og redusere avbruddstiden til disse kundene. Mellom juli 2013 og januar 2015, forsynte batteriet kundene i til sammen 76 timer under forskjellige avbrudd som førte til isolasjon fra det øvrige nettet. Totalt var batteriet tilgjengelig for å levere energi 95,6 % av tiden. [18]

Tabell 3.1 oppsummerer de ulike casene presentert i dette kapitlet.

Tabell 3.1 Oppsummeringen av casene presentert i dette kapitlet

Hoved-bruksområde	Tilhørende prosjekt	Nettselskap, land	Type og størrelse	Begrunnelse
Effektutjevning (Peak shaving)	Zurich 1 MW BESS	EKZ, Sveits	1 MW, 580 kWh, Lithium ion	Utsette dyre nettinvesteringer
	Smart Grid Demonstration Project	PNM, USA	0,25 MW, 990 kWh, Lead Acid	Avlaste distribusjonsradial
	NaS batteri i Charleston	AEP, USA	1,2 MW, 7200 kWh, Natrium-sulfur	Avlaste nett-komponenter, og utsette nye nettinvesteringer.
	Thomastown Network 1 MW Lithium-ion Trial	AusNet Services, Australia	1 MW, 1000 kWh, Litium-ion	Avlaste nett-komponenter, og utsette nye nettinvesteringer.
	WPD Falcon Project	Western Power Distribution, England	50 kW, 100 kWh	Alternativ til andre nettførsterkninger.
Øydrift	NaS batteri i Churubusco, IN; Milton, WV; Bluffton, OH	AEP, USA	2 MW, 14400 kWh, Natrium-sulfur	Redusere avbruddstiden
	Demo 6 (NICE GRID), Grid4EU	EDF, Frankrike	0,25 MW, 620 kW, Litium-ion	Forsterke forsynings-sikkerheten på lokalt nivå
	BC Hydro Field Battery Energy Storage	BC hydro, Canada	1 MW, 6 MWh, Natrium-sulfur	Forsterke forsynings-sikkerheten, reduserer avbruddstiden

Litteratursøket viser at batterier kan brukes til ulike formål i distribusjonsnettet, men at det er behov for demonstrasjonsprosjekter for å høste erfaringer med dette. Dette litteratursøket har fokusert på case hvor formålet med implementeringen av batteri har vært effektutjevning (peak shaving) og øydrift, en litt forenklet inndeling, siden batteriene i mange tilfeller har mer enn ett formål, f.eks. spenningsregulering.

3.3 Demo-case fra FlexNett-prosjektet

I dette kapitlet presenteres tre demonstrasjonsaktiviteter knyttet til batteri i nettet, gjennomført i FlexNett-prosjektet:

- Batteri i nettstasjon ved Brushytten hos BKK Nett
- Batteri installert i tilknytning til elferge mellom Lavik og Oppdal hos BKK Nett
- Batteri installert for spenningsutjevning/fasekompensering hos NTE Nett

3.3.1 Batteri i nettstasjon ved Brushytten hos BKK Nett

Demonstrasjonsaktiviteten på Brushytten er uttesting av batteripakke for å forbedre leveringskvaliteten², i dette tilfellet både spenningskvalitet og leveringspålitelighet (varighet av avbrudd), og slik utsette en kostbar reinvestering i ny luftlinje [19]. I dette caset er det kun én kunde, Brushytten, og batteriet skal erstatte forsyning fra nettet ved avbrudd, eksempelvis pga. trefall på luftlinjen som forsyner Brushytten.

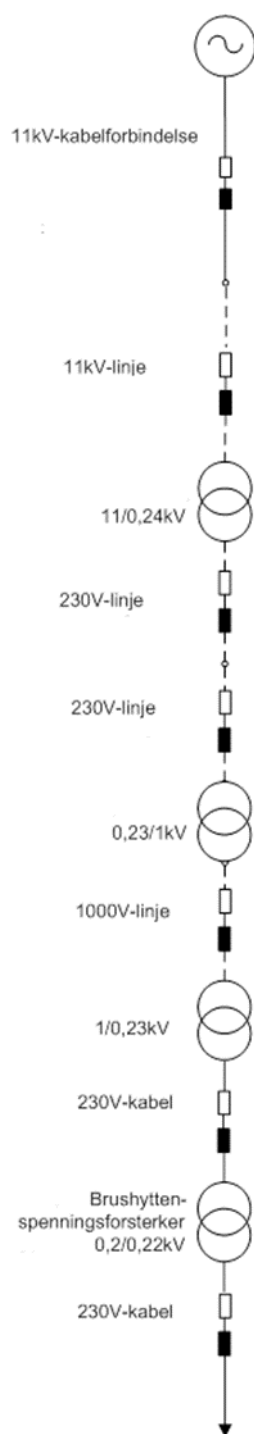
Batteripakken vil også avhjelpe spenningsproblemer på Brushytten, som flimmer og lav spenning og erstatte

spenningsbooster som i dag er installert ved hytten. Batteriet ved Brushytten er dimensjonert ut ifra behovene til Brushytten og eies av BKK Nett.

Det er veldig upopulært med strømbrudd som gjør at hytten ikke kan være åpent, spesielt er strømbrudd på søndager lite populært. Hytten er åpen kun i helgene, noe som gjør at det kan gå lang tid før avbrudd oppdages, og som kan medføre at mat i frysere kan bli ødelagt. Strømbrudd på Brushytten er dermed et problem for omdømmet til BKK Nett.

Forsyningen til hytten er vist figur 3.4. Det er en 1000V-linje på som forsyner Brushytten og den er utsatt for utfall pga. dårlig vær og/eller trefall. Terrenget som 1000V-linjen går gjennom, er krevende og reparasjonstiden kan bli lang, spesielt vinterstid. I tillegg er det problemer med spenningskvaliteten på hytten. En nettstasjon med en 1000V/230V transformator er plassert ved hytten og i andre enden av 1000V-linjen. En spenningsforsterker (booster) er plassert ved hytten for å bedre spenningskvaliteten. Den største utfordringen mht. utetid er å finne feil i det ulendte terrenget som 1000V-linja går gjennom. I 2015 var det totalt en KILE på 42 000 kroner (2,5 timer) for Brushytten.

En mulig, men dyr løsning, for å forbedre leveringskvaliteten, er å reinvestere i en ny høyspenningslinje på 22kV, til Brushytten, der et estimat for kostnaden ved bygging av luftlinje kan være 1800-2000 kr/m. En annen mulighet, som blir testet i FlexNett, er å installere en batteripakke, forbedre spenningskvaliteten og som backup-system ved feil på forsyningslinjen for å redusere konsekvensene av feil på linjen.



Figur 3.4 Forsyning til Brushytten

Batteripakken som er valgt er en ABB Compact Energy Storage Modul (CESM). En figur fra ABB med tekniske data er vist i figur 3.5.



Technical data	Compact ESM
Power	Up to 50 kW
Energy	Up to 45 kWh
Connection method	3-phase
AC voltage	400 Vac
Network frequency	50 Hz – +/- 5%
Efficiency	>96% (converter)
Reactive power compensation: target cosΦ	From 0.6 (inductive) to 0.6 (capacitive)
Harmonic mitigation	Up to 50th harmonic
Load balancing characteristics	Balance the currents between phases
Energy storage medium	Lithium ion battery modules
DC voltage range	576 ÷ 787 Vdc
Cycle life	4000 cycles
Calendar life	10 years
Dimensions (W x D x H)	1800 x 600 x 2000 mm
Approximate weight	1100 kg
Enclosure protection degree	IP 21
Control options	Load leveling, power quality
Communication protocols	Modbus TCP/IP, IEC 61850, CAN, DNP 3.0 (optional)
Redundancy	Master/master or master/slave arrangement
Modularity	Maximum 32 ESM racks can be combined
Room ambient temperature	23° C is recommended
Humidity	60% non-condensing
Altitude	Indoor installation in clean environment up to 1000 m.a.s.l.
CT requirements	Only required for power quality features (not in the scope of delivery)
Power converter	UL-508, IEC 60439-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4
Batteries	UN 38.3

Figur 3.5 CESM fra ABB

BKK Nett har valgt det som kalles nivå 2 hos ABB når det gjelder kontroll. Dette innebærer at systemet opererer etter faste settpunkter for lading/utlading, men lading/utlading av batteriet kan også fjernstyres. Det er sikret gjennom kontakt med SCADA-systemet hos BKK Nett. Det er laget en IEC-60870-5-104 kobling til SCADA gjennom en RTU som konverterer fra MODBUS TCP⁴. Det er antatt at 230V- linjen klarer å levere mer enn 4 kW og at ladestrøm derfor ikke er noe problem. I ukedagene er forbruket på hytten lavt og dermed kan batteriet lades opp gjennom hele uken og batteriet kan supplere forsyningen fra nettet i normal drift for å tilfredsstille spenningskvalitetskrav. I en feilsituasjon kan batteriet midlertidig erstatte forsyningen fra nettet. Det er angitt at 1 døgn uten ladestrøm skal dekke behovet for backup for Brushytten. Dagsforbruket varierer mellom 40-94 kWh. En 12 kW/130 kWh batteripakke er nok til å dekke behovet i et døgn med åpen hytte.

Driftskontrollsystemet (SCADA) mottar informasjon om status for batteriet og lading/utlading kan settes fra driftssentralen for gitt effekt og/eller tid. Det kan f.eks. være aktuelt å lade opp batteriet før planlagt avbrudd i luftnettet som forsyner Brushytten. Det vil bli montert AMS-måler på Brushytten for å overvåke forbruket i mer detalj. Kunden vil betale for sitt forbruk til energipris på tidspunktet for bruk, uavhengig om kraften kommer fra nettet eller batteriet. Batteriet vil ikke fremstå som et forbrukspunkt ved installasjonspunktet. Dersom NVE kommer med et krav om alle forbrukspunkt skal ha AMS-måler må nettselskapet trolig få denne kraften fra en kraftleverandør. For mindre batteri vil en slik kursendring trolig medføre at nettselskapet ønsker batteri lokalisert hos nettkundene – og bak målepunktet. En enkel kost/nytte-vurdering for Brushytten er gitt i Vedlegg 2.

⁴ TCP = Transmission Control Protocol

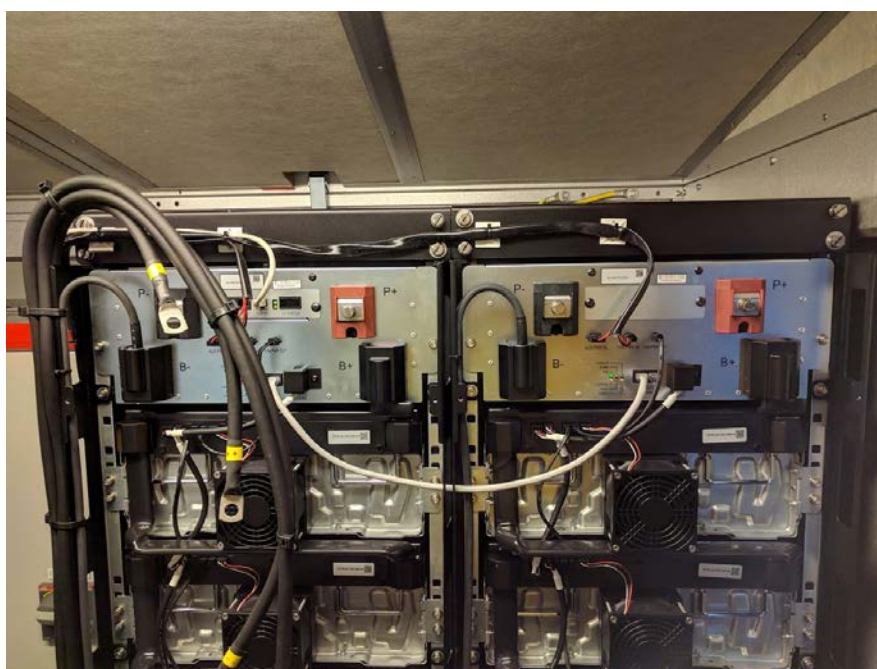
Erfaringer fra tester av batteri før installasjon

Det er gjort mange tester av batteriet før installasjon, såkalte Factory Acceptance Tests (FAT-tester), men da uten last, så tapping av batteriet er ikke testet. Det er også gjort SAT-tester (Site Acceptance Tests) hos BKK Nett (Tabell 3.2).

Tabell 3.2 Oversikt over FAT- og SAT-tester

FAT-tester	SAT-tester
<ul style="list-style-type: none"> • Spenningsregulering • Øydrift (24-48t) • Adaptiv fylling av batteripakke <ul style="list-style-type: none"> ○ Off-peak ○ Load-adaptiv • Toleransegrense for inverter 	<ul style="list-style-type: none"> • Normaldrift med forsyning fra nettet • Regelsett for batterifylling versus kundelast • Øydrift ved feil, opp til 24 timers øydrift

Et fotografi fra FAT-test er vist i figur 3.6.



Figur 3.6 Batteripakke under FAT-test

Batteriet er ennå ikke installert når denne rapporten skrives. Det er søkt om dispensasjon fra kommunen for å få fly batteriet og nettstasjon opp til Brushytten med helikopter, men tillatelse er ennå ikke mottatt. Figur 3.7 viser nettstasjonen som skal inneholde batteripakken, klar til transport til Brushytten. Varmeelementer er satt inn i nettstasjonen, for å sikre god virkningsgrad på batteriet.



Figur 3.7 Nettstasjon som skal inneholde batteripakken

Det er laget nye HMS-rutiner i BKK Nett for å håndtere eventuelt arbeid med batteriet. Et batteri er alltid spenningssett og dette krever oppmerksomhet ved arbeid med batteriet.

3.3.2 Batteri installert i tilknytning til elferge mellom Lavik og Oppdal hos BKK Nett

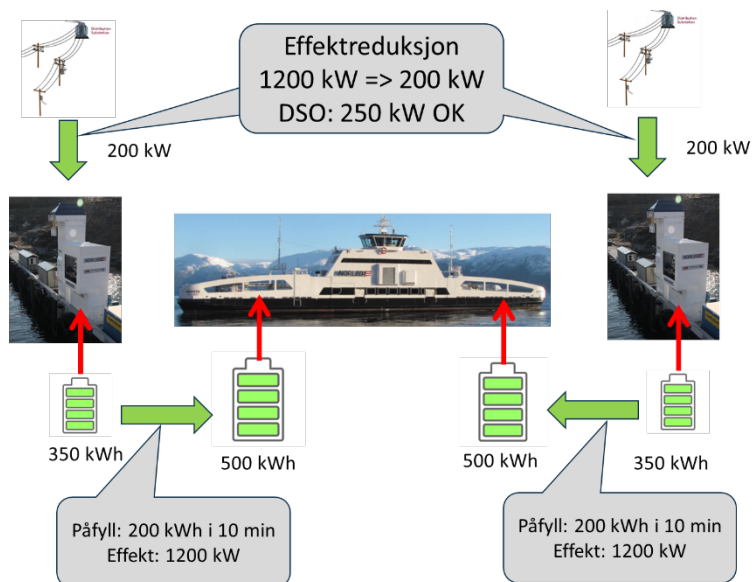
I 2015 ble Ampere, verdens første helelektriske bilferge, satt i drift i fergesambandet Lavik-Oppedal (Figur 3.8). Fergen har to 450 kW motorer og to 500 kWh batterier. Fergen gjør 17 turer per døgn, og de 10 minuttene den ligger til kai, lades den fra det høyspente distribusjonsnettet via en dedikert nettstasjon på hver side av fergeleiet.

Fergeleier er ofte plassert i områder med svake nett, og dette er også tilfellet for dette fergesambandet. På hver av fergeleiene ble det derfor installert et 350 kWh Li-ion batteri som mellomlager som kontinuerlig lades opp fra nettet når fergen ikke ligger til kai. Mellomlageret utlades over kort tid når fergen kobles til, og supplerer ladestrømmen elfergen trekker fra nettet. At fergeladeren er en effektkrevende last er altså adressert via installasjon av mellomlager på begge fergeleier, slik at det fra nettets side kun som en kontinuerlig last på rundt 200 – 250 kW.



Figur 3.8 Kart som viser fergestrekningen Lavik-Oppedal og foto av Ampere

Figur 3.9 viser batterikapasitet på Ampere og mellomlager installert både i Lavik og i Oppedal på 500 kWh. De stasjonære mellomlagrene gjør fergelading akseptabel i et svakt nett mht. effekt. Spenningskvalitetsundersøkelser er beskrevet i kapittel 5.4.



Figur 3.9 Oversikt over kapasitet til batterier på Ampere, på land og effekt som kan trekkes fra nettet

3.3.3 Batteri installert for spenningsutjevning/fasekompensering hos NTE Nett

I forbindelse med FlexNett-prosjektet ble det også gjennomført en demo hos NTE Nett knyttet til en plusskunde lokalisert i et svakt distribusjonsnett. I forbindelse med denne demoen ble det installert et batteri hvor omformeren ble benyttet til spenningsutjevning/fasekompensering.

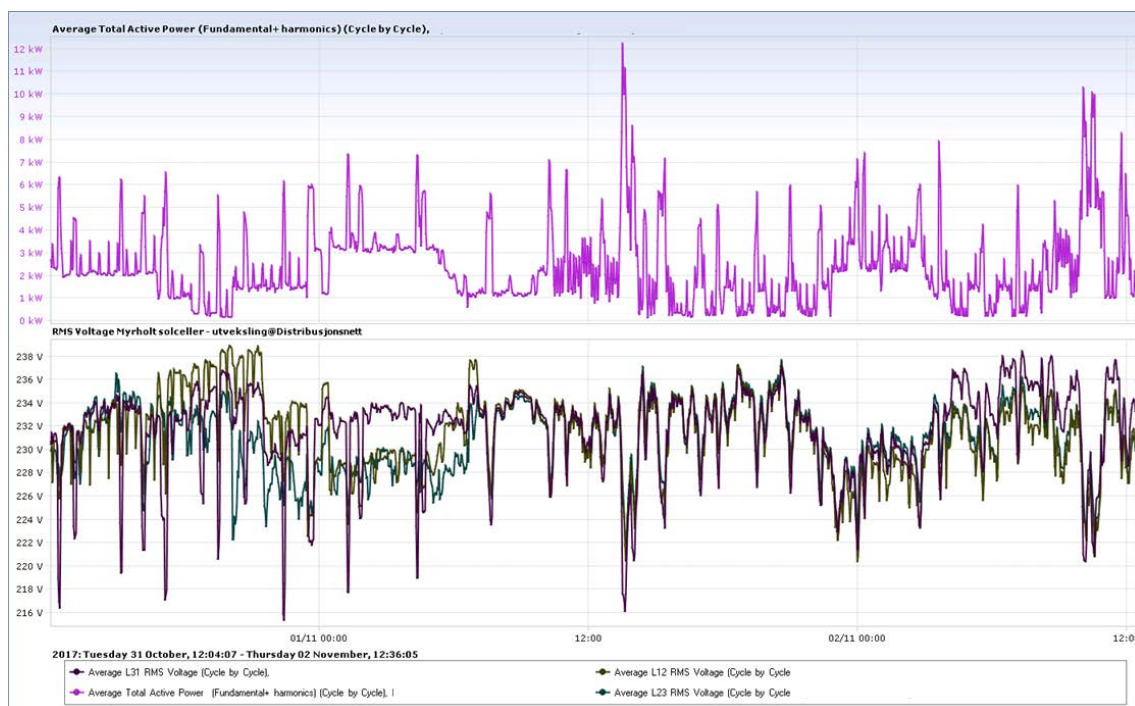
Batteriet ble levert av Eltek, og kapasitet var 12 kW effekt fra 6 bi-direksjonelle invertere og et batterilager på 2 strenger av 4 x170Ah 12V batterier, noe som skal tilsvare omtrent 16 kWh [1].

Batteri med styringssystem ble installert hos plusskunde 6. juni 2017. En Elspec⁵-måler ble installert i utvekslingspunktet til kunden, og denne brukes til å sjekke hvor hurtig systemet er, samt om det skaper problemer for nettet. Styringssystemet er plassert omtrent 50 meter fra kunden på lavspenningsnettet der luftnett går ned til kabel, da dette er et sted hvor det er enkelt å koble seg til. Anlegget er koblet i parallell slik at systemet i begynnelsen kunne bli kjent med nettet for å tilpasse seg, før det ble satt i drift. Systemet ble igangsatt for å balansere spenning i oktober 2017.

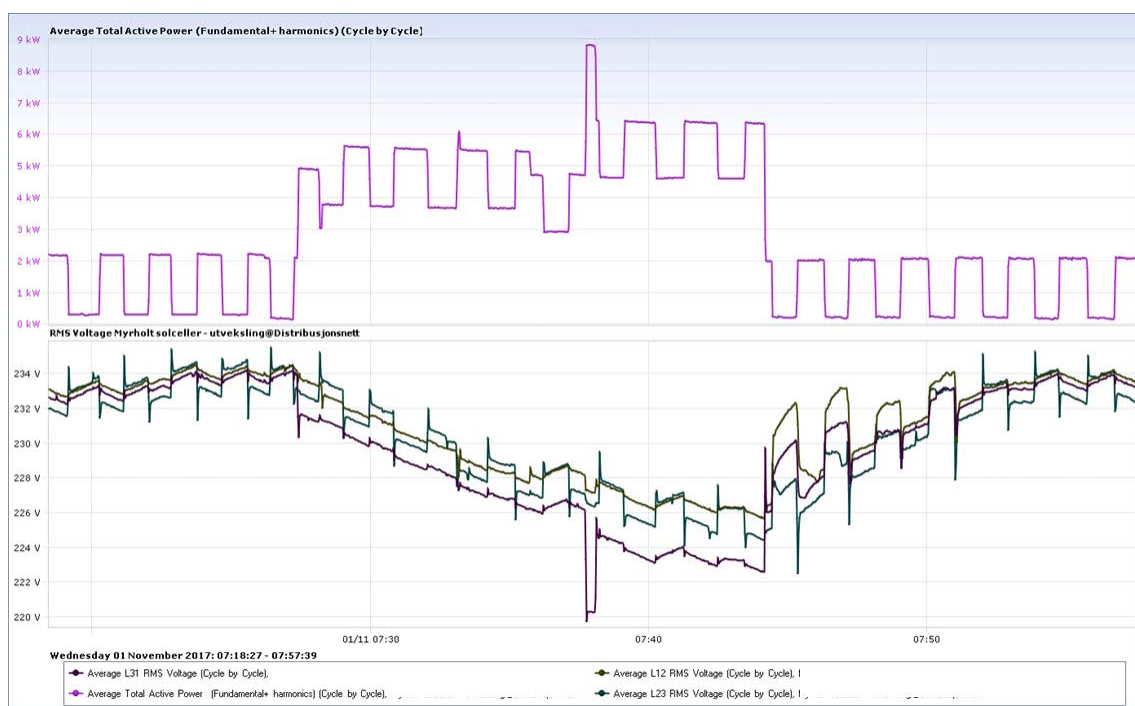
De første testene med bruk av omformer og batteri til spenningsutjevning/fasekompensering viste en synlig bedring i spenningen. Måledata fra Elspec er presentert i figur 3.10 og figur 3.11.

Plusskunden har en 3-fase varmekolbe med fire varmeelementer, til sammen 11,2 kW. Omformeren som var tilkoblet den fasen med det største varmeelementet, gikk i metning, sannsynligvis på grunn av begrenset kapasitet. Tre ekstra omformere, hver på 2 kW, ble derfor installert slik at omformerkapasiteten for hver fase var på 6 kW.

⁵ <https://elspec-ltd.com/>



Figur 3.10 Måledata for to dager, hos plusskunde (Kilde: NTE)



Figur 3.11 Måledata for 30 minutter, hos plusskunde (Source: NTE)

I begynnelsen av 2018 ble det genererte FoL-rapporter igjennom Elspec-målingene for en uke uten tilkobling av systemet og en rapport med systemet innkoblet. Målingene viste en betydelig forbedring i spenningskvalitet for kunde.

4 Fjernstyrte brytere og automatisk feillokalisering, isolering og gjenoppretting av forsyning (FLISR)

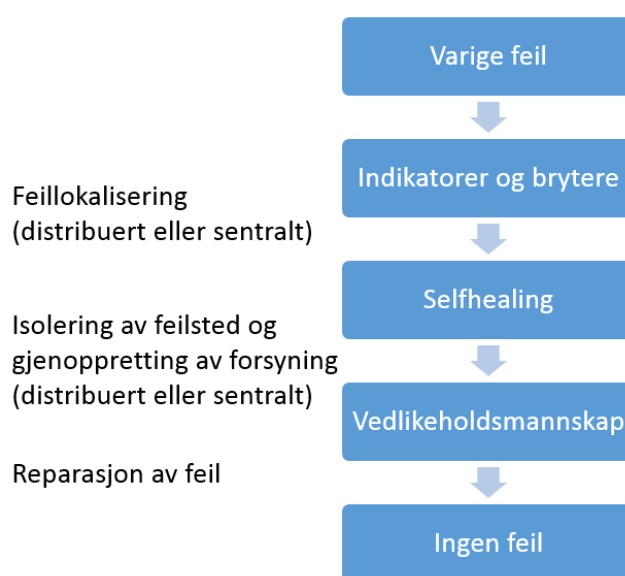
Dette kapitlet omhandler demonstrasjonsaktiviteter knyttet til Fjernstyrte brytere og automatisk feillokalisering, isolering og gjenoppretting av forsyning (FLISR). Først er FLISR definert, deretter kommer en litteraturstudie utført for å beskrive andre pilotprosjekter i Norden.

Til slutt beskrives aktivitetene og erfaringene fra FlexNett-prosjektet:

- Fjernstyrte brytere på Fedje
- FLISR i Eksingedalen. Inkludert betraktninger knyttet til informasjonssikkerhet.

4.1 Definisjoner

Automatisk feillokalisering, isolering og gjenoppretting av forsyning kalles ofte FLISR-løsninger fra engelsk; *Fault Location, Isolation and Service Restoration*. Self-healing, selvhelende på norsk, er evnen distribusjonsnettverket har til å automatisk å gjenopprette forsyningen etter en varig feil [20]. Self-healing kan oppnås gjennom en FLISR-løsning. Figur 4.1 viser hendelsesforløpet fra en varig feil oppstår til feilen er reparert. Når feilen har oppstått, starter lokaliseringen av feilstedet. Feillokalisering kan gjøres lokalt eller sentralt, avhengig av om indikatorer/brytere kan kommunisere med hverandre eller ikke. Isolering av feilsted og gjenoppretting av forsyning kan utføres av et self-healingsystem. Dette innebærer at kobling av brytere automatisk settes i gang, slik at feilen isoleres og områdene uberørt av feilen får tilbake forsyningen raskest mulig. Vedlikeholdspersonell må reparere feilen før alle får forsyningen tilbake.

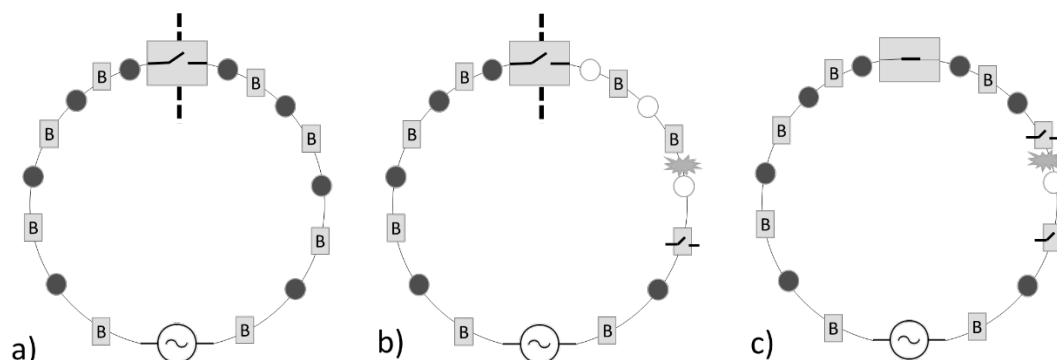


Figur 4.1 Hendelsesforløp

Det samme hendelsesforløpet vil finne sted ved feil i dag, uten FLISR/self-healing, men ta lengre tid, av flere årsaker. Når en feil inntreffer vil de nærmeste effektbryterne falle og et større område vil være strømløst. Feillokalisering og isolering skjer ved at mannskaper sendes ut for å lete etter feilen. Det kan ofte være områder med mange historiske feil som undersøkes først, slik at erfaring hjelper til med å redusere tiden til feilen blir lokalisert. Kunder som ringer inn og forteller om trær på ledninger kan også hjelpe til med feillokaliseringen. Isolering av feilsted og gjenoppretting av forsyning må gjøres manuelt, da mange av bryterne

ute i nettet ikke kan styres fra driftssentralen. Alt dette tar tid, i tillegg vil mange feil skje ved dårlig vær som gjør arbeidet vanskelig og innebærer også en HMS-risiko for vedlikeholdspersonellet. Det er dermed av flere årsaker ønskelig med økt styring og automatisering av feilsøking og gjenoppretting av forsyning.

Et eksempel på en FLISR-løsning er illustrert i figur 4.2 a), hvor distribusjonsnettet er organisert som en ring, med en fast deling implementert av en bryter, kalt normaldelingspunktet. Det er et antall brytere distribuert langs ringen, og når en feil detekteres vil disse bryte strømmen automatisk, som illustrert i figur 4.2 b). Men da blir en større del av nettet enn nødvendig uten strøm, illustrert med hvite sirkler i figur 4.2 b).



Figur 4.2 Eksempel på FLISR

Ved kommunikasjon mellom sensorer og brytere er det mulig å avgrense feilområdet ved å lukke normaldelingspunktet som illustrert i figur 4.2 c). I dette eksempelet ble de to områdene som ikke var direkte berørt av feilen altså raskt koblet inn igjen.

Timing er avgjørende for en velfungerende FLISR, og det kreves at alle bryteroperasjoner kan fullføres innen 300 ms (før bryterne i nettstasjonen kobler ut og hele området blir strømløst) etter at den første bryteren utløses. Dette er raskt nok til at de fleste forbrukere kun vil oppleve en kort "dipp" i spenning før de igjen har full strømforsyning.

4.2 Eksempler på prosjekt hvor FLISR har blitt implementert i distribusjonsnettet

Dette kapitlet presenterer noen pilotprosjekt hvor automatisk feillokalisering, isolering og gjenoppretting av forsyning (FLISR) har blitt implementerte i distribusjonsnettet. For å sikre relevansen til pilotene og avgrense søket, har det vært fokus på land i Norden. Et gjennomgående mønster, er at de fleste prosjektene har innført teknologien for å redusere avbruddstid, ofte omtalt som System Average Interruption Duration Index (SAIDI).

FASaD⁶-prosjektet som ledes av Hafslund Nett, skal undersøke bruken av feilindikatorer og self-healing i høyspente distribusjonsnett. Pilotprosjektet har installert retningsbestemte jord-feilindikatorer tilknyttet SCADA og fjernstyrte brytere, samt verktøy for å beregne avstanden til feilstedet basert på kortslutningsstrømmene i transformatorstasjonene. 12 forskjellige feilindikatorer fra seks leverandører, er installert i Hafslund Nett og Skagerak Nett sitt distribusjonsnett. Algoritmene brukt for å detektere jordfeil i de ulike feilindikatorene varierer, og både sentralisert og desentralisert self-healing kan bli testet, se kapittel 4.4.2.

⁶ Feil- og avbruddshåndtering i smarte distribusjonsnett (www.sintef.no/prosjekter/feil-og-avbruddshandtering-i-smarte-distribusjonsn/)

Hovedformålet med bruken av selvhelende nett i pilotprosjektet er å undersøke mulighetene for å redusere SAIDI og KILE⁷. Erfaringer og resultater fra pilotområdene har per mars 2018 ikke blitt publisert. [21]

En av demoene i DISCERN⁸, testet feillokalisering i det høyspente distribusjonsnettet. Demoen bestod av fem feilindikatorer plassert på strategiske lokasjoner langs en 10 kV- radial på Gotland i Sverige. Feil ble lokalisert ved hjelp av avstand-til-feil beregninger, samt feilindikatorer (FPI). Nettet i demoen hadde et høy-ohmsk jordingssystem, og systemet var derfor utarbeidet for å detektere små feilstrømmer. I stedet for å benytte nettselskapets DMS⁹, ble det i stedet benyttet et midlertidig brukergrensesnitt (ABB MicroScada). Gjennom brukergrensesnittet ble operatørene gitt en liste av alarmer over registrert feil, samt avstand til feilen. Hovedformålet med demoen var å raskere kunne identifisere feil gjennom overvåking i det høyspente distribusjonsnettet, og med det redusere SAIDI. Siden demoen kom i gang senere enn først antatt, er ikke resultater fra demoen presentert i [22, 23], men basert på simuleringer gjort i et eksempelnett. Resultatet viser at det er et stort potensial for reduksjon av SAIDI. Et annet formål med demoen var å undersøke om et distribusjonsnett med omfattende funksjonalitet er verdt kostandene relatert til implementeringen av denne funksjonaliteten. Basert på de økonomiske beregningene utført i forbindelse med demoen, ble det resonert frem til at det ikke var nok informasjon til å konkludere om gevinstene av feillokalisering veier opp for investeringskostnadene. I rapportene foreslås det å kombinere feillokaliseringsmetoden med annen smart-grid funksjonalitet, for eksempel automatiserte brytere for isolering av feilsted. [22, 23]

En av demoene i Upgrid¹⁰ består av to 10 kV-radialer i distribusjonsnett sør i Sverige. Det er 528 kunder tilknyttet nettet, og alle kundene har AMS¹¹-målere. I tillegg har 16 av 51 nettstasjoner (10/0,400 kV) blitt oppgradert med utstyr for å overvåke nettet, deriblant RTUer og feilindikatorer. I demoen kan RTUene brukes til å signalisere feil i det lavspente distribusjonsnettet. Formålet er opplyse operatørene om at en feil har inntruffet, og dermed minske SAIDI. RTUene overvåker AMS-målerne, og når strømmen blir lavere enn 0,5 A i flere faser, sendes et signal til SCADA. I brukergrensesnittet visualiseres denne hendelsen som om linjen er frakoblet. I løpet av en testperiode på tre måneder i 2015, oppstod det én hendelse som både ble oppdaget av kundene og av RTUene. Dette var en sikringsfeil forårsaket av at en gravemaskin kuttet en kabel. RTUene registrerte feilen 19 minutter før kundene ringte om feilen. Den raske responstiden fra kundene kan skyldes at feilen oppstod på ettermiddagen, samt at gravemaskinføreren kan ha vært rask med å melde inn feilen. Da det bare oppstod én hendelse i løpet av testperioden, ble det også utført tester med simulerte inputverdier. Den estimerte gevinsten fra demoen, er at SAIDI kan reduseres med 5-12 % både i det høyspente og det lavspente distribusjonsnettet. Det burde nevnes at den implementerte løsningen kun kan detektere omtrentlig 30 % av høyspenningsfeil (MV sikringsfeil), og 13 % av lavspenningsfeil (LV sikringsfeil). Det viste seg også å være utfordrende for RTUene å detektere feil hos enkelthusholdninger, da slike feil ikke nødvendigvis fører til merkbare endringer i strømmen gjennom nettstasjonen. [24, 25]

⁷ KILE er kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi, mer informasjon her:

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/kvalitetsinsentiver-kile/>

⁸ DISCERN - Distributed Intelligence for Cost-effective and Reliable Solutions (www.discern.eu)

⁹ DMS = Distribution Management System. Driftskontrollsystem for distribusjonsnettet.

¹⁰ Upgrid er et European Horizon 2020 prosjekt, som undersøker avansert kontroll av det lavspente og høyspente distribusjonsnettet. (www.upgrid.eu)

¹¹ Avanserte måle- og styringssystem / smarte strømmålere: <https://www.nve.no/stromkunde/smart-strommalere-ams/>

4.3 Fjernstyrte brytere på Fedje

Fedje er en øykommune som er knyttet til fastlandet med ferge [26]. Strømforsyningen til Fedje består av to sjøkabler.

Det er flere årsaker til at Fedje er interessant som demonstrasjonsområde for fjernstyrte brytere:

- Begrenset tilgjengelighet (fergeforbindelse – kan bli innstilte ferger ved dårlig vær).
- Innmating fra flere sider (to sjøkabler, en gammel og en ny). Den eldste er kun spenningsatt og er en reserve for den nyeste.
- Avgrensning i omfang av feil kan gjøres ved å sette inn brytere på alle avganger fra et sentralt knutepunkt på øya.

Nøkkelopplysninger for Fedje:

- 800-900 kunder
- Last ca. 1-1,5 MW
- Både luft- og kabelnett
- AMS er ikke installert

Problemstillingen:

Fedje er en øykommune med til tider dårlig tilgjengelighet pga. vær som gjør at fergen blir innstilt. Dette kan gi lang responstid ved feil lokalt på øya. Nettet består delvis av luftnett og delvis av kabelnett. Det er spesielt luftnettet på øya som er utsatt for klimatiske påkjenninger. Det er viktig å begrense omfang av utfall på grunn av enkeltfeil og slik begrense KILE ved at man får hurtig utkobling av nett med feil. Dagens situasjon med manglende seksjoneringsmuligheter, gjør at hele nettet faller ut ved feil. To av radialene på øya består i all hovedsak av luftnett. Det er spesielt viktig å kunne koble disse raskt ut lokalt, da det er disse som oftest forårsaker feil. Automatisert nettdrift kan bidra til å utsette investering/ omlegging av nettet lokalt fra luft til kabel. Videre vil automatisering av nettet med brytere gjøre at en kan veksle mellom de to sjøkablene ut til øya på en enklere og raskere måte. Tidligere var man avhengig av å ha mannskap lokalt ved kobling, noe som ofte var vanskelig på grunn av vind/ vær/ innstilte ferger.

Det er til sammen fire radialer ut fra samme knutepunkt på Fedje. To av disse består i hovedsak av kabel, mens de to andre består av luftledninger. Før tiltak gjør manglende seksjoneringsmuligheter at hele 22 kV-nettet på Fedje faller ut ved feil.

Fase 1:

Aktiviteten har startet med at det ble satt inn fjernstyrte lastbrytere i eksisterende nett. Det ble satt inn to lastbrytere i mast for omkobling av sjøkabler og to brytere på radialene med luftledning. Med de nye bryterne er det nå mulig å fjernstyrt omkoble forsyningskabler (over til reservekabel ved feil på den primære forsyningskabelen) og koble ut de to områdene med luftnett ved feil i disse. Det betyr at de kundene som er tilkoblet kabelnettet, får strømmen raskere tilbake sammenlignet med tidligere. I dag brukes mobilnettet/ radiolinje fra fastlandet for å styre bryterne, men på sikt vil fiber være kommunikasjonsløsningen som benyttes.

Fase 2:

Fase 2 er å etablere en koblingsstasjon sentralt på øya. Denne blir bestykket med to fjernstyrte effektbrytere for luftnettet, samt to fjernstyrte lastbrytere som vil gå til kabelavgangene. Videre er den utrustet med to brytere for å kunne ta imot sjøkablene på sikt, da sjøkablene er planlagt forlenget inn i stasjonen. Med dette tiltaket kan nettet på Fedje deles i fire deler/avganger og utkobling av feil kan gjøres enda mer presist og flere kan få strømmen tilbake raskere.

Fase 3:

Når sjøkablene blir fornyet, vil disse bli lagt helt frem til ny koblingsstasjon. Dette betyr at de to fjernstyrte lastbryterne som er satt opp der kablene i dag kommer i land, blir fristilt. Det samme gjelder de to fjernstyrte lastbryterne som i dag står i luftnettet.

Disse bryterne blir plassert ut på nye lokasjoner for å gi noe av den samme gevinsten som en har fått på Fedje. Dette er en av fordelene med disse bryterne. De er enkle å montere opp i eksisterende nett og flyttbare etter hvert som nettet fornyes. Bryterne kan bidra til å utsette investeringer dersom de blir plassert i f.eks. et feilbefengt luftnett.

Kost/nytte:

Etter installasjon av lastbryterne (fase 1) kan forsyningen på øya deles opp. Ved en feil kan omfanget (antall berørte slutt kunder) av feilen reduseres, feilsøking skje raskere, seksjonering og dermed også KILE reduseres. Varigheten på feilen for de som er berørte, kan også reduseres. Dette vil gi bedre kundeopplevelse og er i tillegg ressursbesparende for BKK Nett.

Det er nå mulig å veksle mellom sjøkablene dersom det skulle oppstå feil på en av disse. Tidligere måtte disse kablene kobles om manuelt fra Fedje og dette var tidkrevende.

På Fedje har det vært flest feil på luftnettet, og disse feilene er sterkt avhengig av vindretning. Vinden inneholder salt som kan føre til overslag på piggisolatorene, men dersom det er nedbør samtidig, kan saltet bli vasket av og overslag unngått. De siste årene har det vært 2-3 feil i året på Fedje. Noen eksempler på nytteverdien er beskrevet under. Tabellen for kost/nytte-vurdering for installasjon av fjernstyrte brytere på Fedje er gitt i Vedlegg 3.

På lille nyttårsaften 2015 oppstod det en feil i luftnettet på Fedje pga. sterk vind. Ferja ble innstilt av samme årsak og BKK kunne ikke dra ut til Fedje. Ved hjelp av de fjernstyrte brytere ble det gjort seksjonering og forsyning ble gjenopprettet innen kort tid, ca. 12 minutter. Uten fjernstyrte brytere kunne nettet ha blitt liggende ute i inntil 20 timer. KILE ble dermed kraftig redusert. Investering som er gjort i fase 1 tilsvarer KILE-kostnad for ca. 14 timer med denne feilen uten fjernstyrte brytere.

I juni 2016 var det bryterfall på Fedje pga. en fugl som traff en bryter. Det ble en utetid på 20 minutter som kostet 100.000 kroner i KILE, men besparelsen pga. fjernstyrte brytere var likevel på mer enn 60.000 kroner. Uten fjernstyrte brytere ville feilen trolig forårsaket et avbrudd på 5 timer.

4.3.1 Erfaringer med fjernstyrte brytere

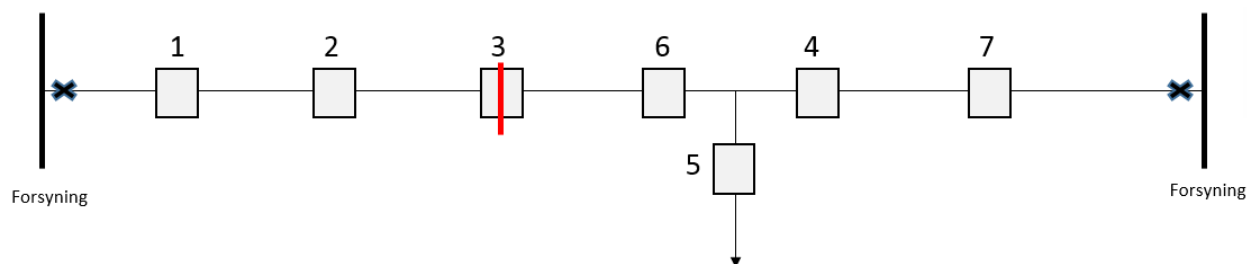
Nedenfor oppsummeres noen erfaringer som BKK har gjort seg med fjernstyrte brytere. Dette er erfaringer som ikke kun er basert på Fedje, men også andre steder hvor slike brytere er installert.

- Teoretisk optimalt punkt for plassering av bryter i nettet med tanke på rask utkobling av område med feil, vil ofte være i et knutepunkt. Gevinsten som vil oppnås er, i tillegg til rask utkobling av område med feil, utsettelse av investering av nettstasjon, reinvestering i luftnett, og eventuelt kabling. Lastbrytere i mast kan også flyttes til andre områder når nettstasjon er bygget, reinvestering i ny luftlinje eller kabling er gjennomført. Det er viktig for BKK Nett å sjekke om denne gevinsten blir oppnådd. Det er en avveining som må gjøres når det er mest ønskelig/mulig med bryter i mast eller nettstasjon.
- Det er noen praktiske utfordringer som kan redusere den ønskede gevinsten:
 - Estetikk – "stygge løsninger" som er usymmetriske og godt synlige for publikum.
 - Installasjon krever utkobling og kunder vil oppleve avbrudd:
 - I noen tilfeller kan det være bedre å installere en og en bryter for hver linje, enn flere brytere i et knutepunkt (lengre avbrudd for flere).
 - Hvis de gamle mastene ikke tåler bryterne eller ikke kan klatres i, må nye mastepunkter settes opp.
 - Dekningsforhold (kommunikasjon) i området:
 - Dekning i det hele tatt.
 - Hva er risikoen for å miste kontakten med bryteren?
- Det tilbys sensorer som er tilknyttet bryteren som kan øke gevinsten ved installasjonen ved at mer informasjon om forhold i nettet blir tilgjengelig. BKK har foreløpig ikke installert fjernstyrte brytere med slike sensorer, men vil vurdere dette.

Oppsummert: Teoretisk optimal plassering av brytere må veies opp mot om det er praktisk mulig, kostnads-messig gunstig (spesialtilpasninger koster) og omdømmemessig gunstig å installere brytere i dette punktet. Dekningsforholdene knyttet til valgt kommunikasjonsløsning må også kartlegges.

4.4 FLISR i Eksingedalen

Eksingedalen blir forsynt via en 22 kV-hovedlinje som går gjennom dalen [27]. Det er kun en del av dalen som er aktuell for FLISR og dermed kun den delen av nettet som er beskrevet i dette notatet. Enlinjeskjema for det aktuelle området er vist i figur 4.3. Punktene 1-7 angir punkter hvor det er satt inn effektbrytere. Normaldelingspunkt er ved punkt "3", avmerket med rødt.

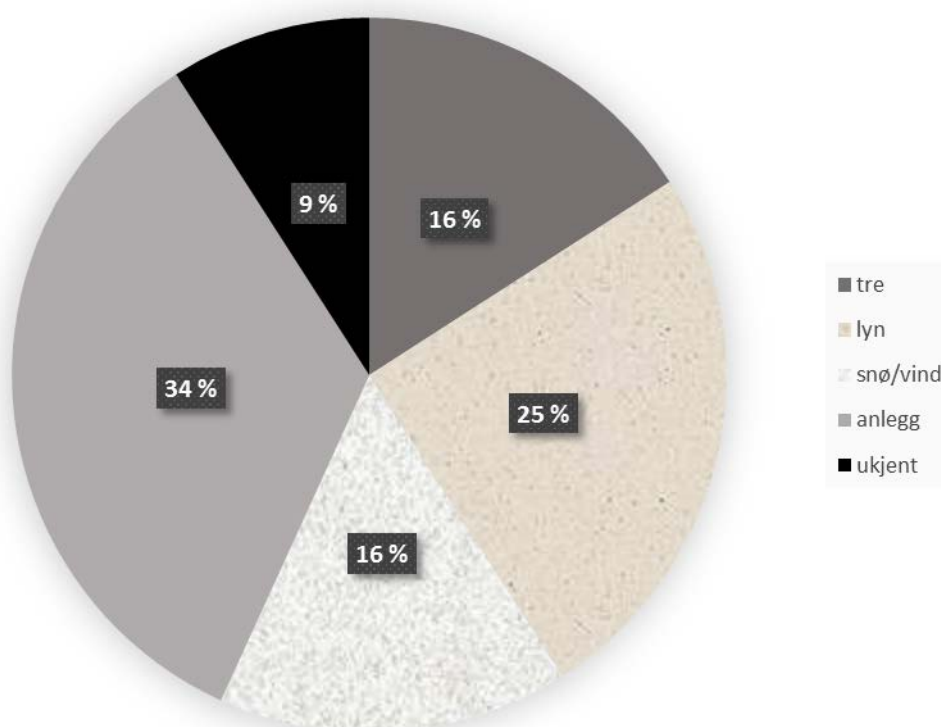


Figur 4.3 Enlinjeskjema over Eksingedalen med forsyning avmerket.

Området har luftnett og er dermed sårbar for værpåkjenninger (snø/islast/vind) og trefall. Selve dalen strekker seg, forsyningsmessig, rundt 30 km og ligger litt avsides til. Dette gjør at det er tidkrevende å komme seg frem ved eventuelle feil. Om vinteren kan det bli problematisk å ta seg frem til feilsted for reparasjonsarbeid. I tillegg er det krevende å drive feilsøking med manuelle brytere og lang utstrekning. For sikkerheten til mannskaper er det utfordringer med tanke på samband ved utfall som gjør at batterireserve til mobilsendere faller ut. I tillegg er det en HMS-risiko i seg selv å sende ut personell i dårlig vær for å reparere feil.

Tilstand og alder til nettet varierer. De eldste linjene er fra 1941, mens de nyeste er bygget i 1991. Nettet fra 1941 må trolig skiftes ut innen 10 år. Området bak punkt 5, se figur 4.3, har hatt spesielt mange avbrudd og deler av dette området er det også aktuelt å fornye innenfor en 10-årsperiode. Snittkost på reinvestering her vil sannsynligvis ligge på rundt 1.800,- kr/m. Denne reinvesteringskostnaden vil komme i tillegg til FLISR-løsningen.

Avbruddsårsaker for området er vist i figur 4.4. Den viktigste avbruddsårsaken er anlegg, etterfulgt av lyn, tre og snø/vind. "Anlegg" innebærer at det har vært noe reparasjon i anlegget, men det er ikke mulig å vite om det er kun komponentsvikt eller om det er en kombinasjon av dårlig tilstand og dårlig vær. Komponenter med dårlig tilstand tåler mindre påkjenninger og dette påvirker antall feil. Antagelig inneholder kategorien anlegg en kombinasjon av dårlig tilstand og værforhold.



Figur 4.4 Avbruddsårsaker 2011 til 2017 for Eksingedalen

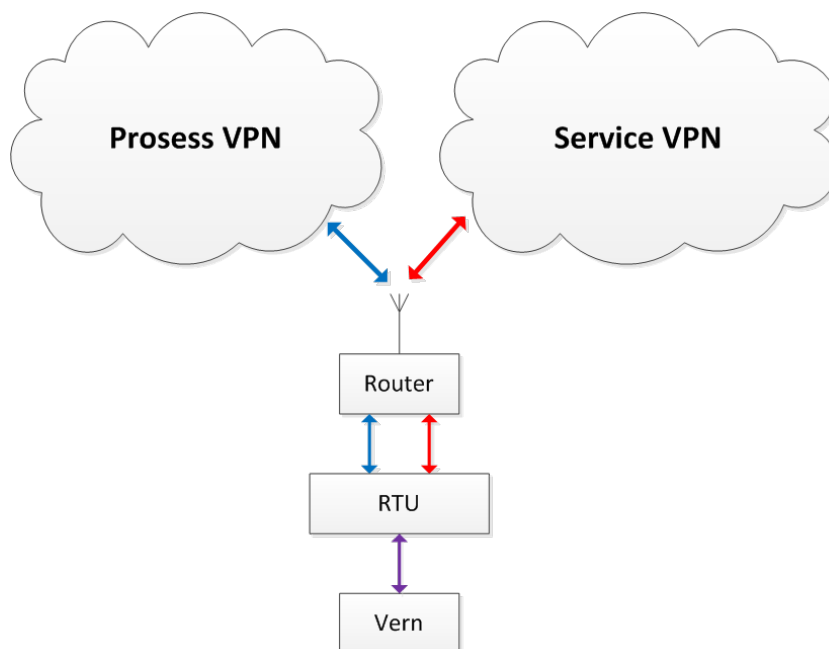
På bakgrunn av at det er to-sidige forsyning kombinert med mange langvarig avbrudd, er Eksingedalen egnet for uttesting av FLISR/self-healing. Ved å benytte automatikk til å isolere feilsted og avgrense omfang, vil en kunne spare KILE-kostnader, bedre omdømme og øke sikkerheten for eget personell. Videre vil man kunne styre mannskaper direkte mot feilsted ved at feilen er begrenset innenfor et kjent område. Her kan en spare tid og ressurser ved å være mer målrettet.

Det er besluttet å plassere fjernstyrte effektbrytere, reclosere fra Siemens i punktene 1 til 7, som vist i figur 4.3. Etter installasjon av FLISR-løsningen fra Siemens vil det være åtte feilsteder som kan isoleres og forsyningen kan gjenopprettes i de uberørte områdene. FLISR-løsningen har vernmodellen SIPROTEC 7SC80¹², DIGSI 4 som programvare til vernet og SICAM FASE er automatiseringsprogramvare. Feeder Automation Sequence Editor (FASE) er et konfigureringsverktøy som brukes til å konfigurere rekkefølgen på bryterutkoblinger/automatikken for SIROTEC komponenter. Deretter kan et DIGSI-prosjekt og SICAM-filer genereres automatisk. Dette er tidsbesparende sammenlignet med å gjøre en manuell konfigureringsjobb. Det kan sees av figur 4.3 at nå kan nettet under 5, med mest feil, isoleres og resten av nettet kan få forsyningen raskt tilbake, i løpet av sekunder.

BKK har følgende tekniske krav til FLISR-løsningen:

1. Effektbrytere må være godkjent som skillebryter ved arbeid på linje
2. Vern og RTU må kunne bli konfigurert via separat Service VPN
3. Programmering av Self Healing logikken må være automatisert (oppfylt av FASE, se teksten over)
4. Primær vernfunksjon må være retningsbestemt jordfeil/ overstrøm med GOOSE- kommunikasjon mellom bryterne
5. Ordinær jordfeil/overstrømsfunksjon ved tap av kommunikasjon
6. Kryptert GOOSE- kommunikasjon på 2G/4G
7. Self Healing funksjonaliteten må enkelt kunne blokkeres av operatør

Punkt 1 og 7 er viktig for sikkerhet til personell og trygghet om at automatikk kan overstyres ved behov. Punkt 2 innebærer at en separat service VPN kan brukes til konfigurering, se figur 4.5. Dette er for å sikre tilgang til vern og RTU. Punkt 3 sikrer at lite manuell programmering må gjøres. Mens punkt 4, 5 og 6 er krav knyttet til sikker kommunikasjon og sikring av vernfunksjoner ved tap av kommunikasjon.



Figur 4.5 Prosess og service VPN

¹² <https://w3.siemens.com/smartgrid/global/en/products-systems-solutions/protection/feeder-automation/pages/7sc80.aspx>

I tillegg ønsket BKK en FLISR-løsning som kan monteres på eksisterende master. Figur 4.6 viser et bilde av FLISR-løsningen installert i Eksingedalen.



Figur 4.6 FLISR-løsning installert i Eksingedalen

Med en FLISR-løsning må mye utstyr stå utendørs og beskyttelse av dette utstyret er viktig. Skapet har blitt revidert kraftig ift. standard skapleveranse fra Siemens Tyskland. Basert på tidligere erfaringer ble det designet et skap som skal takle klimaet i Norge bedre. Den nye skapløsning inneholder et dobbelvegget skap med ventilasjon og varme for å optimalisere levetiden til elektronikken som er montert i skapet, stolpefeste for å sikre tilkomst på bryteren, samt et større skap for å imøtekomme ønsket om å doble batteribanken (Ah). Det er installert batteribank for å ha strømforsyning til bryteren ved avbrudd i nettet. Oppetiden er viktig for BKK Nett og tester har vist at systemet er operativt i ca. 30 timer etter at hjelpespenningen er falt. Systemet er bygget opp slik at ved 44V-batterispenning vil vernet koble ut batteriet, dette for å ikke dyputlade batteribanken. Systemet kobler seg automatisk opp igjen etter at hjelpespenning er tilstede. Skapet er bygget i Norge hos Trotan på oppdrag fra Siemens, se høyre side av figur 4.6.

Det kan skilles mellom tre ulike vernfunksjoner:

1. Jordfeil
2. Overstrøm
3. Differensialt vern, typisk kortslutning

Jordfeil- og overstrømsfunksjon skal fungere også ved tap av GOOSE-kommunikasjon og vil fungere uavhengig av om kommunikasjon fungerer eller ikke. Jordfeil kobles ut ved hjelp av tidsinnstillinger i

vernet. Det er lengst utløsetid på vern nærmest forsyningen, se figur 4.3. Hvis det f.eks. er jordfeil mellom 2 og 3 vil bryteren i 2 løse ut først, da vil ikke bryteren i 1 registrere noen feil lengre og heller ikke løse ut fordi utløsetiden er lengre. Jordfeil krever ikke noe FLISR-automatikk, men fungerer på bakgrunn av tidsinnstillinger på vernet. Ved overstrøm vil nærmeste effektbryter løse ut pga. innstillinger i vernet. I disse to tilfellene vil gevinsten være i fjernstyrtebrytere og lettere feillokalisering og ikke i automatikken. Det er typisk kortslutninger som utløser på differensialvern som har størst nytte av selve FLISR-automatikken.

Det er liten margin for treg kommunikasjon. Vernet i sekundærstasjoner utløses etter 350 ms. Feillokasjon tar fra 40-100 ms og åpning av effektbrytere tar 70 ms. Dette gir 130 ms margin før vernet i overliggende nett løses ut. Rask kommunikasjon mellom vern er derfor nøkkelen til å få ut verdien av FLISR-løsningen. Tap av kommunikasjon med omverdenen kan gjøre at driftssentralen ikke har oppdatert informasjon om bryterstatus, men vernet skal løse ut på feil uavhengig av om det er kommunikasjon eller ikke. Hvis f.eks. D mister GOOSE-kommunikasjonen vil FLISR bli koblet ut for D, mens de andre bryterne snakker med hverandre. I en feilsituasjon vil dette innebære at D ikke får sagt fra om at vernet "ser feilen", slik at det større område blir koblet ut enn nødvendig.

Ved arbeid i nettet kan FLISR-logikk slås av fra driftssentral eller på vernet. Da kan brytere fremdeles fjernstyres og vernet fungerer, fordi det kun er logikken med tilhørende automatikk som er slått av.

Det er valgt en lokal FLISR-løsning. Det innebærer at beslutninger om isolering og reseksjonering gjøres lokalt basert på informasjon utvekslet mellom FLISR-enheter. Kun bryterstatus blir formidlet til SCADA og DMS (distribution management system), se figur 4.9.

Lokal FLISR-løsning egner seg best for et mindre nettområde (begrenset antall enheter som skal kommunisere med hverandre). Det krever uttrekk av data fra NIS-database og regelsett som FLISR-RTUer skal benytte, må kunne genereres effektivt.

Potensielle fordeler:

- Rask responstid, ned mot 100 ms
- Krever ikke at samband med SCADA/DMS til enhver tid fungerer
- Krever ikke FLISR funksjonalitet i DMS

En ulempe med lokal løsning er at dersom topologi endres må også FLISR-RTU regelsett endres.

Kostnaden for løsningen er estimert til 3 millioner kroner. Dette er totalkostnad for innkjøp og montasje. Når det gjelder driftskostnader er det mye ved FLISR-løsningen som kan redusere kostnadene:

- Reduksjon av varigheten på feil, SAIDI (System Average Interruption Duration Index), og eventuelt tilhørende KILE. I neste omgang kan dette bidra til å utsette reinvesteringer i nettet og eventuelt kabling av luftledninger. Ikke minst kan dette gi mer fornøyde kunder.
 - Reduksjon i *antall kunder* berørt av feilen (rask feillokalisering og gjenopprettelse av forsyning)
 - Reduksjon i *varigheten* på avbruddet for de som er direkte berørt av avbruddet (rask lokalisering)
- Forbedret sikkerhet for personell da manuell betjening av brytere ikke er nødvendig og feilstedet kan finnes raskere. Dette medfører at tid tilbrakt ute i, ofte, dårlig vær, reduseres og dermed også sannsynligheten for personskader. I tillegg vil kjøretid reduseres og dermed også faren for trafikkuhell. Tap av samband kan være en utfordring ved avbrudd som gjør at batterireserve til mobilsendere faller ut. Totalt kan HMS for personell forbedres ved at mindre tid tilbringes utendørs i dårlig vær.
- Forbedret omdømme og sikkerhet for tredjepart, da feil er reparert raskere vil eksempelvis luftledninger som har falt ned, være mindre tilgjengelig.

- Reduserte kostnader pga. redusert manntimer og reiseutgifter til manuelle bryteroperasjoner og feillokalisering.

Det er også potensielt faktorer som kan øke driftskostnader, i alle fall i en overgangsperiode, ved overgang til ny teknologi:

- Vedlikehold av brytere (gitt at de ikke er vedlikeholdsfrie)
- Vedlikehold av kontrollskap
- Økt risiko for dataangrep
- Økte reparasjonskostnader (krevende å reparere kontrollskapene)
- Flere/mer kompliserte relèplaner (nettplanlegging)
- Hyppigere utskifting av brytere, gitt at nye brytere har kortere levetid enn konvensjonelle brytere
- Opplæring av montører
- Sikkerhet ved arbeid i nettet. Det vil være behov for nye rutiner knyttet til arbeid i nettet for å sikre at all lokal automatikk er koblet ut.
- Sikkerhet ved arbeid i nettet. Effektbryterne (reclosere) har en kondensator og denne må lades ut før arbeid kan utføres på bryteren. Dette er i dag håndtert ved merking på bryteren; "sett bryteren i "1" for å lade ut kondensator", se figur 4.7.



Figur 4.7 Merking av kondensator i effektbryter

Med de nye bryterne blir avgangen delt opp i 8 seksjoner. Hvis vi er konservative og antar at feilsannsynligheten er lik for alle seksjoner, vil KILE-kostnaden synke med 7/8 siden det kun er seksjonen hvor feilen faktisk er, som blir liggende strømløs. (Bryterne blir strategisk plassert i forhold til hvor det er mest trefall, så det kan hende at KILE blir enda lavere i realiteten).

Det er vanskelig å anslå kjøretid, men montørene trenger ikke lengre kjøre til de manuelle skillebryterne. I tillegg slipper de å kjøre sakte langs linjen for å lete etter feil siden vi vet hvilken seksjon som er rammet. Et estimat kan være en 1/3 reduksjon av kjøretid. Siden feilsøking og feilretting vil ta kortere tid, vil dette også føre til at KILE reduseres, siden feilens varighet blir kortere. Ny KILE kan estimeres til å bli 10% av gammel KILE.

I 2016 ble det gjort 6 manuelle koblinger i området. Dette tilsvarer til sammen minimum 1 arbeidsdag. For to montører tilsvarer dette 15 timer = 20.000 kr. Denne kostnaden vil bli borte ved bruk av FLISR-løsning. KILE i 2016 var på 75.000 kr, dette kan reduseres til 7500kr, gitt forutsetningene over.

I områder med høyere KILE enn Eksingedalen forventes det at utbygging av self healing vil være svært økonomisk gunstig. Dersom bransjen på sikt får NVE til å endre reglementet slik at man ikke får start-KILE

før etter 1-2 sekund, kan hele utbyggingen være tjent inn igjen etter ganske få hendelser. Kjøpesentre og næringsbygg har ofte høye KILE-kostnader, eksempelvis har Lagunen handlesenter 250.000 kr./time. I slike områder viser estimatet over at utbygging bør gjennomføres dersom man får dispensasjon fra start-KILE.

Konklusjon:

- Totalkostnad: 3 mill
- Estimert årlig besparelse: 100.000

Slik ser regnestykket ut når anlegget monteres på en plass der KILE er neglisjerbart. Men estimatet viser at dersom KILE er 3 ganger så høyt, er inntjeningstid 10 år. I tillegg opplever nesten ingen kunder strømbrudd lengre. Enkel kost/nytte-vurdering er gitt i vedlegg 4.

4.4.1 Resultater fra FAT/SAT

Det er utført flere tester før installasjon av FLISR-løsning i Eksingedalen. Test av systemet er viktig da det er et komplekst system som ikke er utbredt i Norge. Det vil også være anbefalt å teste på samme måte i en ny «FLISR»-modell. Erfaringer fra test viste at løsningen fungerer tilfredsstillende via 4G.

Resultater fra FAT (factory Acceptance Test):

- Klart å modellere nettverket med alle kombinatoriske muligheter
 - Over 700 «and» og «or» blokker på et så lite nett
- Klart å få scenarioer med overstrøm og jordfeil til å virke over kablet nett
- Klart å få scenarier med jordfeil (utgjør 80-90% av alle feil i Eksingedalen) over 4G
- Utfordringer med momentan overstrøm over 4G
 - Delaybudsjettet synes OK, men dataeksplosjon ved event
 - 4G allokterer gradvis kapasitet, ikke raskt?

Begrensninger i løsningen:

- Har ikke Routed Goose (R-GOOSE, IEC 61850-90-1). Må derfor rute trafikken og emulere LAN på egen ruter (Tar tid, spiser av tidsbudsjettet).
- Tidsbudsjettet for GOOSE basert FLISR i Eksingedalen
 - Vern i sekundærstasjonene: ~350 ms
 - Fault Location Detection: 100 ms (~40-100 ms round-trip-delay)
 - Åpning av effektbrytere: 70 ms
 - Bare 130 ms margin før vern i overordnet nett løser ut

Figur 4.8 viser noen fotografier fra FAT.



Figur 4.8 Fotografier fra FAT

SAT (Site Acceptance Test):

- Montasje ferdigstilt
- Verifisere at signalene fra FAT var realistiske
- Det er et nytt 4G nett og trafikk vil fordele seg over 5-7 basestasjoner (7 FLISR punkter)
- Løsningen er verifisert over WiMax (radio) i USA

Betraktninger før SAT er ferdig i Eksingedalen:

- Dersom 80-90% av alle feil kan tas med FLISR så vurderes piloten som en suksess
- Med 5G vil trolig alt virke (fra 2020)
- Veldig godt egnet for forsyning av områder med fiber og med høy KILE

4.4.2 Plassering av FLISR-løsninger og vurdering av informasjonssikkerhet

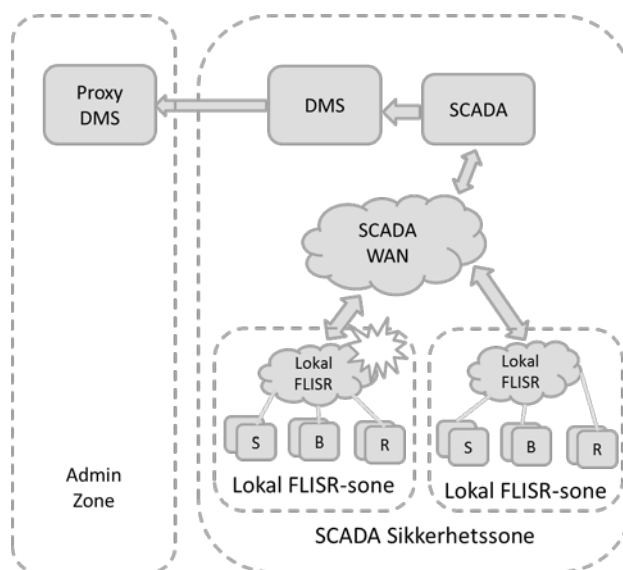
Et smartgrid står ovenfor mange sikkerhetsutfordringer [28], og økende sammenkobling vil bidra til å øke disse. SCADA-systemer med fjerntilgang kan kompromitteres og infiseres med skadevare, som demonstrert i angrepene mot kraftnettet i Ukraina [29].

I det følgende adresseres den spesifikke utfordringen representert ved hvordan automatikk og lokalisering av feil påvirker sårbarhet i SCADA og strømmettet. FLISR-løsninger kan plasseres i forskjellige deler av distribusjonsnettet. Fordeler og ulemper ved følgende tre FLISR-plasseringer diskuteres [30]:

- Lokal autonom
- Sentralisert
- Desentralisert

Lokale autonome FLISR-løsninger

De raskeste FLISR-løsningene opererer typisk lokalt på et forhåndsdefinert autonomt område av distribusjonsnettet, som illustrert i figur 4.9. De lokale FLISR-kontrollerne er kollektivt ansvarlige for å utføre bryteroperasjoner til tjenesten er gjenopprettet. Kun bryterinnstillinger er rapportert tilbake til DMS, med beskrivelse av den nye topologien av det autonome området.



Figur 4.9 Lokal FLISR [30]

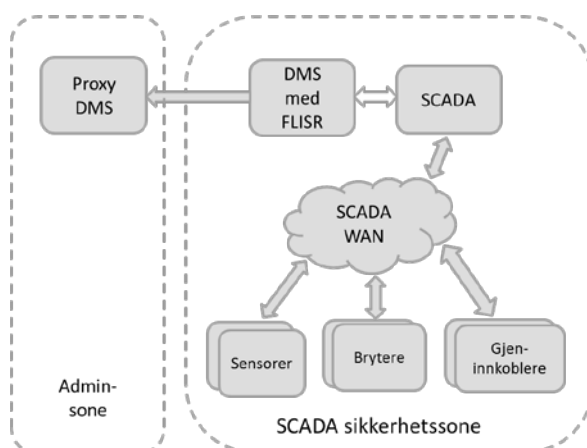
Ettersom meldinger som skal sendes til SCADA-systemet i denne konfigurasjonen er statusmeldinger, kan SCADA-systemet beskytte seg selv ved å nekte å motta noe annet enn statusmeldinger. Dette innebærer at denne løsningen er mindre sårbar for cyber-angrep enn løsninger som krever at DMS er i stand til å endre bryterinnstillinger direkte.

Hvis sensordata har blitt manipulert i en lokal FLISR-løsning, kan feilaktige kommandoer sendes til brytere. Problemet vil imidlertid ikke kunne spre seg, ettersom den autonome regionen kun rapporterer status til det sentrale SCADA-systemet.

I tilfeller med fysiske topologiendringer som påvirker FLISR-funksjonaliteten, vil lokale FLISR-løsninger kreve manuell rekonfigurering. Dette medfører at slike løsninger vil være mindre dynamiske enn sentraliserte løsninger som kan rekonfigureres automatisk.

Sentralisert FLISR-løsninger

En sentralisert FLISR-løsning, hvor intelligensen befinner seg i DMS, forutsetter at DMS er i stand til å aktivt styre brytere i nettet. Dette er illustrert ved den doble hvite pilen opppe til høyre i figur 4.10.



Figur 4.10 Sentralisert FLISR [30]

Generelt kan det sies at sikkerhetsfordelene for lokal selv-heling gjelder med motsatt fortegn for en sentralisert løsning. Dette betyr at man er nødt til å stole på at DMS ikke kompromitteres. Dersom DMS likevel kompromitteres, vil dette kunne påvirke hele SCADA, ettersom DMS i en sentralisert løsning har mulighet til å manipulere alle brytere.

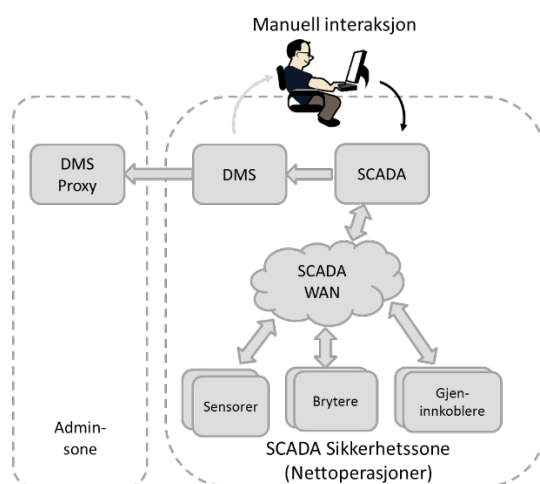
Desentralisert FLISR-løsning

En desentralisert FLISR-løsning baserer seg på en sentral ressurs som befinner seg i DMS eller et dedikert system som assisterer logikken i et lokalt FLISR-domene for å gjennomføre alle stegene i FLISR.

Hvis den sentrale ressursen befinner seg i DMS, vil den introdusere de samme sikkerhetsutfordringene som sentraliserte FLISR-løsninger; følgelig er det ingen forskjell mellom desentraliserte og sentraliserte løsninger fra et sikkerhetsperspektiv. En desentralisert løsning kan medføre at det er flere systemer som må vedlikeholdes, men dette er utenfor skopet for dette notatet.

4.4.3 Sikkerhetsbetraktninger

God praksis i norske nettselskap sier pr. i dag at det ikke skal være mulig å kontrollere SCADA fra DMS. Dette er fordi at DMS i praksis er koblet til internett (selv om koblingen går via en eller flere brannmurer), og følgelig kan bli kompromittert av en ekstern angriper. Dette medfører at de fleste nettselskap i dag krever en manuell interaksjon når man skal utføre gjenopprettings-operasjoner, som illustrert i figur 4.11.



Figur 4.11 Manuell interaksjon [30]

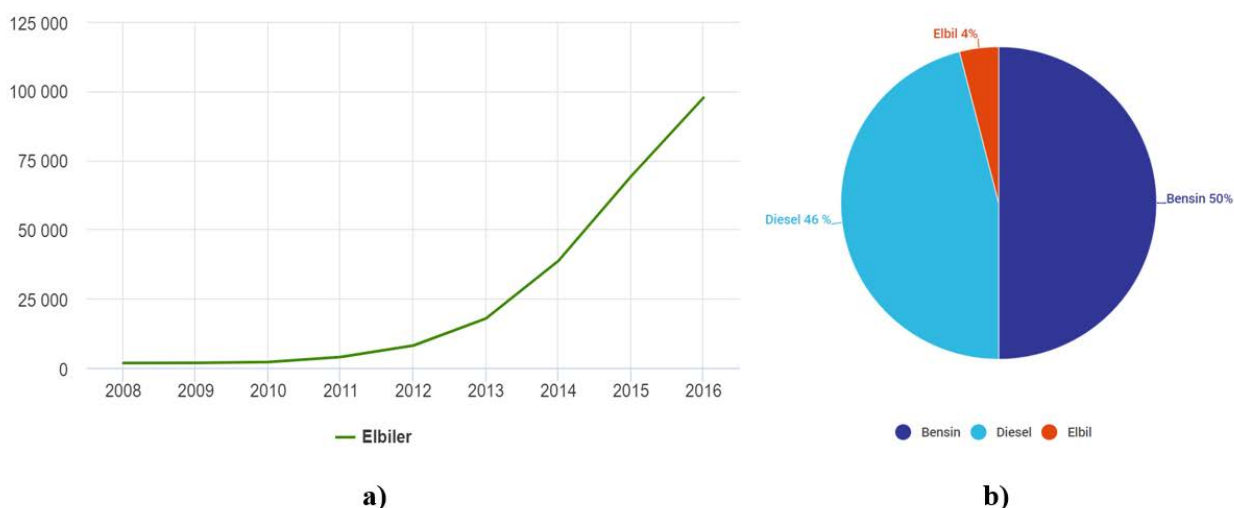
Det finnes argumenter for både lokal og sentraliserte FLISR-løsninger, avhengig av konteksten. For samfunnskritiske situasjoner hvor hastighet er avgjørende, og hvor cybersikkerhetshendelser kan få vidtrekkende konsekvenser, er det fortsatt å anbefale å holde seg til en lokal, autonom FLISR-løsning. I mer vidt distribuerte systemer kan den økte fleksibiliteten av en sentralisert FLISR-løsning veie opp for eventuelle sikkerhetsbetyrninger.

5 Elektrisk transport og nettkonsekvenser

Dette kapitlet omhandler elektrisk transport og nettkonsekvenser. Det er først gitt en oversikt over status for elbiler/lading, elferge og landstrømsforsyning i Norge i dag. Deretter er erfaringer fra tre demonstrasjonsaktiviteter i FlexNett hos BKK Nett, henholdsvis lading av elbiler (Danmarks plass), elferge (Lavik-Oppdal) og landstrømsforsyning (Skoltegrunnskaia) beskrevet.

5.1 Elbilhurtigladerstasjon og sterkt nett

Det har vært en kraftig økning antall i registrerte elbiler i Norge de siste årene. Dette illustreres i grafen fra Statistikk sentralbyrå som er gjengitt i figur 5.1 a). Denne grafen viser bare utviklingen til og med 2016, men i utgangen av 2017 hadde antall registrerte elbiler og ladbare hybridbiler økt ytterligere til henholdsvis 138477 og 67171¹³ [31]. Selv om antall registrerte elbiler øker, utgjorde elbiler kun 4 % av alle registrerte personbiler i Norge i 2016, se figur 5.1 b) [31].



**Figur 5.1 a) Antall registrerte elbiler mellom 2008 og 2016 [32].
b) Fordelingen av de 2,5 millioner registrerte personbilene i Norge per 2016 [31]**

Antall registrerte ladepunkt øker naturligvis som en følge av økningen i elbilstanden. Per 19 mars 2018 var det registrert 10627 ladepunkt fordelt på 2268 ladestasjoner i Norge [33]. En tydelig tendens er at stadig flere hurtigladerstasjon blir bygget. I starten av 2017 kunne rundt 800 biler hurtiglades samtidig, mens i utgangen av 2017 hadde antallet steget til omtrent 1200 [34]. Det er stor variasjon mellom kommunene når det kommer til antall elbiler per ladepunkt, men landsgjennomsnittet er 13 [35]. Den største tettheten av ladepunkt per elbil finnes i Sarpsborg, Hamar, Oslo og Sandefjord, hvor det er i underkant av 10 elbiler per ladepunkt [35].

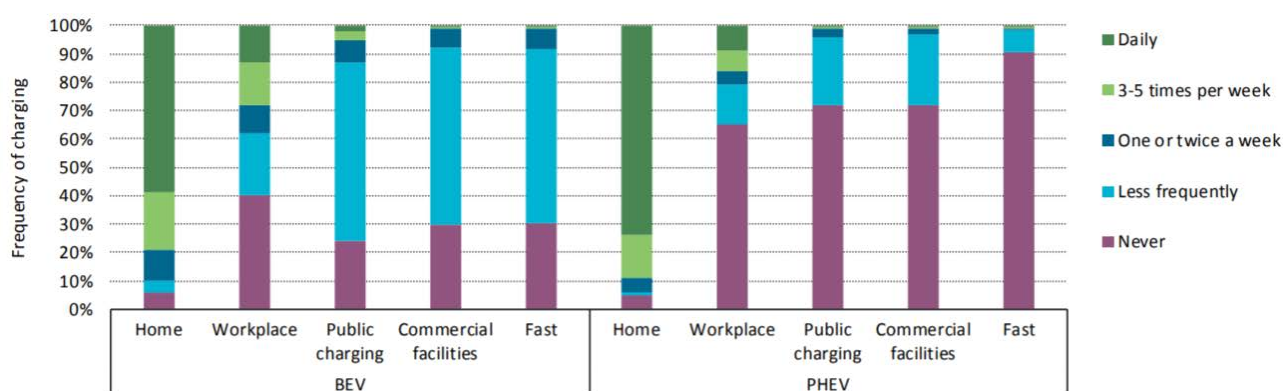
Norges største hurtigladerstasjon åpnet i 2015 på Danmarks plass i Bergen. Ladestasjonen har installert 22 kontakter fordelt på 14 ladere, og et bilde av stasjonen er vist i figur 5.2. Åtte av ladekontaktene er av typen CHAdeMO kontakter (50 kW DC) som blant annet passer til Nissan LEAF, Peugeot Partner, Mitsubishi i-MiEV, Kia Soul, Nissan e-NV200 og Citroën C-ZERO. Seks av ladekontaktene er CCS/COMBO (50 kW DC), disse er tilpasset blant annet VW e-Golf, BMW i3 og Hyundai IONIQ. De resterende åtte ladepunktene er 22 kW Type 2 ladekabler (AC) og passer til alle elbiler. [36, 37]

¹³ I disse tallene inngår alle person- og varebiler registrert i Norge.



Figur 5.2 Hurtigladerstasjonen på Danmarks plass i Bergen (Kilde: BKK Nett)

Transportøkonomisk Institutt (TØI) utførte i 2016 en spørreundersøkelse blant 5176 eiere av el- og ladbare hybridbiler i Norge. Et av formålene med undersøkelsen var å kartlegge bruken av disse framkomstmidlene, og resultatene ble presentert i rapporten *"Learning from Norwegian Battery Electric and Plug-in Hybrid Vehicle users"* [38]. Et av aspektene som ble kartlagt var lademønsteret, og undersøkelsen viste at 94-95 % hovedsakelig benytter seg av hjemmelading. 61% av elbileierne benytter seg av ladefasilitetene på arbeidsplassen, til sammenligning er det bare 34 % av hybridbileierne som gjør det sammen. Selv om en stor andel lader bilen på arbeidsplassen, er frekvensen det gjøres med lavere enn frekvensen for hjemmelading. Elbileiere benytter seg oftere av ladestasjoner enn det ladbare hybridbileiere gjør, men sammenlignet med hjemmelading er frekvensen veldig lav. Figur 5.3 illustrerer lademønsteret presentert i rapporten. [38]



Figur 5.3 Lademønsteret til 3111 elbiler og 2064 ladbare hybridbiler basert på en spørreundersøkelse fra 2017 presentert i [38], figuren er hentet fra [39]

Hjemmelading i lavspenningsnett er vanligvis mulig uten ekstra forsterkninger i nettet. Fortsatt, kan det oppstå problemer i et område, hvis mange semihurtigladerne tilknyttes i samme område, spesielt om semihurtigladerne er en-fase ladere. For å forhindre spenningsproblemer i området rundt slike ladestasjoner, er det viktig at nettselskapene foretar analyser før implementeringen. Hurtigladerstasjoner tilknyttes ofte egne transformatorer, for å unngå spenningsproblem hos andre kunder. [40]

I 2013 utførte SINTEF Energi en analyse på hvordan ladeforløpet til elbiler påvirker distribusjonsnettet, resultatene fra denne analysen ble presentert i [41]. I analysen ble både normal- og hurtiglading testet. Påvirkningen lading av elbil vil ha på distribusjonsnett vil også avhenge av type lader. Fem normalladere ble testet, hvor to av disse laderne førte til store, hyppige og hurtige variasjoner i ladestrømmen. Til sammenligningen førte de tre andre laderne til svært få forstyrrelser i nettet og liten spenningsvariasjon. Alle normal-ladere førte til overharmoniske strømmer, men disse var neglisjerbare når antall elbiler er lavt. Fire hurtigladdere ble også testet, og resultatet av disse testene viste at laderne ikke førte til noen spesielle utfordringer i nettet, med unntak av kapasitetsbegrensninger. Den største utfordringen identifisert i analysen var knyttet til lastøkningen som en økt elbilbestand vil føre til, spesielt ved kalde vintre. I boligområder vil høylasttimene normalt være i tidsrommet mellom 17 og 23, og lading av elbiler i dette tidsrommet kan føre til et større effektbehov enn hva nettet er dimensjonert for. Resultatet av spørreundersøkelsen presentert i [38], viser at høylasttimene for hjemmelading av elbiler ofte vil være mellom 16-20 og 16-23, i henholdsvis sommer- og vinterhalvåret. Dette underbygger erfaringene fra testene utført i [41], om at den største utfordringen med økt elbilbestand er knyttet til kapasitetsbegrensninger. I tillegg må det tas hensyn til nettutformingen når elbilladernes påvirkning på nettet skal analyseres, for eksempel kan elbilladere føre til forverring av spenningskvaliteten i svake nett. [38, 41, 42]

Elektrifisering av offentlig transport er også på fremmarsj. For eksempel har Ruter i Oslo et mål om å bli fossilfritt innen 2020. En del av dette prosjektet er innføringen av elbusser, og i 2017 igangsatte de et testprogram bestående av seks elbusser. Planene er at disse skal brukes i vanlig drift over en periode på to år. Fire av bussen skal benytte hurtiglading via pantograf¹⁴ installert på endestoppene tilknyttet bussruten. De to resterende bussene skal hovedsakelig benytte seg av natllading med effekt på 80 kW. Andre eksempler fra Norge, kan finnes i Trondheim hvor 35 elbusser skal settes i drift i løpet av 2019. Slik som fire av elbussene i Oslo, vil også disse be ladet via pantograf. [43, 44].

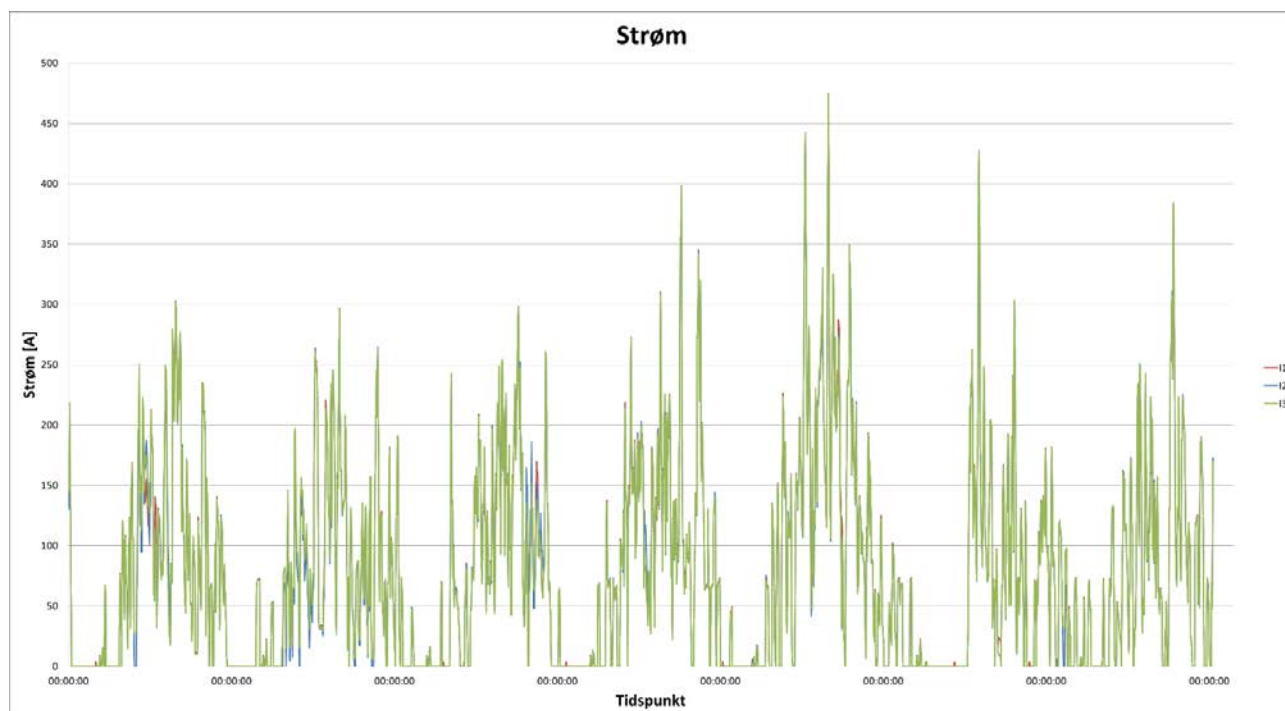
5.2 Hurtigladestasjon for elbiler, lokalisert på Danmarks plass

I 2015 åpnet BKK verdens største park med multistandard hurtigladdere for alle typer elbiler (se også kap. 5.1). På Grønt Energipunkt Danmarks plass i Bergen kan 14 biler hurtiglade samtidig, se figur 5.2. I FlexNett-prosjektet er det undersøkt hvordan last fra opptil 14 samtidige hurtiglading av elbiler påvirker distribusjonsnettet i området. Dette er studert ved å bruke måledata fra en RTU i nettstasjonen som forsyner ladestasjonen [2]. RTUen måler fasestrømmer og spenninger i alle tre faser, og beregner også aktiv, reaktiv og tilsynelatende effekt og THD.

To uker ble valgt for analyse: Uken før den stille uke (uke 14) og den stille uke (uke 15). For uka før den stille uke ble fredagen i palmehelgen studert spesielt. Dette er en stor utfartsdag, og det er derfor forventet høy bruk av ladestasjonen.

Figur 5.9 viser belastningen av ladestasjonen i løpet av uke 14. Det er tilnærmet kun symmetrisk belastning under nettstasjonen. Registrert topplast er 475 A, men det er sannsynligvis ikke høyeste belastning. Toppbelastningene opptrer så kortvarig at det vil være nødvendig med høyere tidsoppløsning for å nøyaktig bestemme toppbelastningen. Toppbelastning oppstår også svært sjeldent; det er kun fem 5-minuttsverdier registrert over 400 A. Dette tilsier at et relativt lite batteri installert i ladestasjonen vil kunne sørge for at det kan stilles en del lavere krav til nettilknytning / nettstasjon.

¹⁴Pantograf, parallelogram-formet strømvaktaker på taket av elektriske lokomotiver, sporgogner o.a. for overføring av strømmen fra kjøreledningen. https://snl.no/pantograf_-_p%C3%A5_sporvogner



Figur 5.4 RMS¹⁵-strøm målt som 5 minutts gjennomsnittsverdi i alle faser over analyseperioden fra 3. til 9. april [2]

Videre analyse er valgt utført på fredag i palmehelgen, som er dagen med registrert topplast. Av målingene kan det sees at spenningen er stabil ved elbilladestasjonen. Ved å studere korrelasjonen mellom belastning og spenningsvariasjon kan det sees at elbilladingen har svært liten innvirkning på spenningen: en variasjon mellom 0 og 350 kW skaper under 1 V spenningsendring. Den spenningsvariasjonen som registreres må derfor hovedsakelig være forårsaket av andre hendelser i nettet, som annen last og trinning av krafttransformator. Innvirkning fra ladingen på THD er også liten: THD når nettstasjonen er ubelastet ligger rundt 1 %; ved registrert maksbruk øker THD med litt under 1 %. Belastningen av nettstasjonen i påsken er som uken før for de tre første ukedagene, mens det er tydelig lavere bruk av ladestasjonen skjærtorsdag til 1. påskedag. Makslast i løpet av uken er på tirsdag (en annen vanlig utfartsdag) hvor makslast er på 480 A på ettermiddagen.

Nettet på Danmarks plass ser ut til å være sterkt, og ladingen av elbilene ser derfor ut til å ha liten påvirkning på spenningen. Også målte THD-verdier er lave ved ladestasjonen. Målingene av spenningskvalitet har akkurat i dette tilfellet liten verdi utover å kunne konstatere at nettet er sterkt, og påvirkningen fra hurtigladestasjonen er liten.

Belastningen av ladestasjonen viser likevel noe annet interessant; det er sjeldent stor belastning på nettstasjonen. Dette viser at det kan være interessant å gjøre videre analyser av hvor stor andel av tiden last mellom f.eks. makslast og 70 % av makslast opptrer, og gjøre en vurdering av om energilager vil kunne gi et rimeligere utbygningsalternativ enn nettforsterkning om det er behov for tiltak i nettet. I dette tilfellet er nettet mer en sterkt nok, men i andre tilfeller kan dette være interessant.

¹⁵ Root Mean Square (Effektivverdi)

5.3 Elferge med batteripakke og svakt nett

I "Nasjonal Transportplan 2018-2019" stilles det krav til null- og lavutslippsteknologi i alle fremtidige anbud til riksveifergene [45]. En måte dette kravet kan møtes er ved elektrifisering av fergesambandene. Generelt kan det sies å være et økende fokus på elektrifisering av ferger i Norge. For eksempel har Hordaland fylkeskommunen som mål å gjøre alle sine fergesamband klimavennlige [46]. Enova har støttet prosjektet med 270 millioner, og målet er at de fleste av fergesambandene enten blir helelektriske eller plug-in-hybrid ferger [46]. Samtidig er det planlagt å ta i bruk flere elektriske ferger i Norge i løpet av de nærmeste årene. For eksempel har Fjord1 signert kontrakt for byggingen av syv nye ferger som alle skal leveres i løpet av 2019 [47]. Det skal også komme to elektriske ferger på fergesambandet E39 Anda-Lote i løpet av 2018, og i 2019 skal to elektriske ferger settes i drift mellom Flakk-Rørvik [48, 49]. Fergene i Flakk-Rørvik sambandet ligger bare til kai mellom fem og seks minutter, og vil bli ladet opp av batteri og dedikerte radialer [49]. I rapporten "Har strømmettet kapasitet til elektriske biler, busser og ferger?" har NVE predikert at 65 % av riksvei- og fylkesveifergesambandene vil være elektrifisert innen 2030 [50].

Innføringen av flere elektriske ferger fører i mange tilfeller til at fergehavner og tilhørende nettinfrastruktur må oppgraderes. DNV GL har i samarbeid med en rekke nettselskap studert denne problemstillingen ved å undersøke elektrifisering av 52 viktige bilfergestrekninger¹⁶ i Norge. Et aspekt i studien var å kartlegge om kapasiteten til nettet ved fergeleiene var tilstrekkelig for å håndtere en elektrifisering av fergene. I tilfellene hvor kapasiteten ikke var tilstrekkelig til å lade en ferge på fem minutter¹⁷, ble det gjort et grovt estimat på hva eventuelle nettinvesteringer ville ha kostet. To av usikkerhetsmomentene ved nettilknytning av ferger, er hvordan fergene vil belaste nettet, samt hvordan spenningskvaliteten til andre kunder i nettet kan bli påvirket av denne tilknytningen. Et moment som vil påvirke spenningskvaliteten er om fergene blir momentant innkoblet ved lading, eller om ut- og innkobling foregår mer gradvis. Resultatet av studien, viser at bare 12 % av fergekaiene har tilstrekkelig kapasitet for å håndtere elektriske ferger. Nettkostnadene relatert til utbygging av de andre fergeleiene, er estimert til 930 millioner kroner. Det bør nevnes at rapporten ikke analyserer påvirkningen elektrifisering av fergene vil ha på nettet utover å estimere kapasitetsbegrensninger. [51]

5.4 Elfergen Ampere (Lavik-Oppedal)

Ampere har på mange måter vært en suksess som har vist at elektriske ferger er et reelt alternativ til tradisjonelle dieselferger. Etter Ampere har det kommet en lang rekke med planlagte elektriske fergesamband i Norge. Mange fergeleier ligger i grisgrendte strøk, og er dermed også forsynt av svake nett. Det er derfor spesielt viktig å se på erfaringene som ble gjort i forbindelse med den første elektriske fergen når ladeinfrastrukturen til nye elektriske ferger skal planlegges.

Temaene innen nettpåvirkning det er opplevd mest usikkerhet ved rundt lading av elferger er:

- Effektkrevende last
- Negativ spenningskvalitetspåvirkning på resten av nettet fra fergelader eller batterisystem.

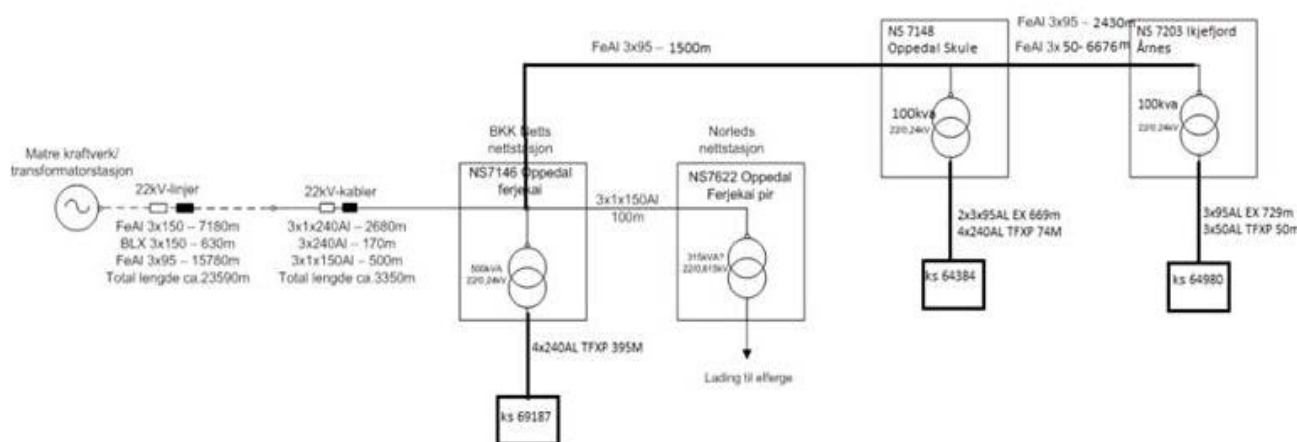
At fergeladeren er en effektkrevende last, er adressert via installasjon av mellomager på fergeleiet som omtalt i kapittel 3.3.2. Formålet med dette casestudiet har derfor vært å undersøke om det var noen mulig negativ påvirkning på harmoniske spenninger i nettet, flimmerverdier, eller spenningsprang, og samtidig å undersøke påvirkningen på stasjonær RMS-spenning ved lading av ferge og mellomager [3].

¹⁶DNV GL har valgt ut de 52 fergestrekningene basert på følgende kriterier: overfartstid på mindre enn 30 minutter, ikke utfordrende værforhold, og ikke komplisert operasjonsstruktur med mange anløpskaier. [47]

¹⁷ For å forenkle studiene har DNV GL antatt at alle fergene har samme størrelse, 128 PBE, og hastighet, 12 knop. [47]

For å kartlegge spenningskvalitetspåvirkningen fra fergeladingen ble det planlagt målinger både på nettstasjonen (NS) som forsynte fergeleiet og nærmeste nettstasjon til fergeleiet (med almann forsyning) på Oppdal siden av fergesambandet. Det var på disse punktene planlagt å bruke avanserte måleinstrumenter¹⁸ som måler både kontinuerlig kurveform og er i stand til å måle høyfrekvente forstyrrelser. For å undersøke om fergeladingen forårsaket et spenningsfall som skapte problemer med overholdelse av krav til stasjonære spenningsverdier i forskrift om leveringskvalitet (FoL), ble det også montert målinger på to nettstasjoner som lå lengre ute på høyspenningsradialen fergeleiet var tilknyttet. Det ble her benyttet enklere måleinstrumenter¹⁹, ettersom primæroppgave kun var å måle RMS-spenningen i målepunktene²⁰.

Enlinjeskjema med aktuell høyspenningsradial og relevante nettstasjoner det ble utført målinger på er vist i figur 5.5.



Figur 5.5 Enlinjeskjema over aktuell høyspenningsradial med nettstasjoner og kabelskap det var plassert målere i [3]

Elspec-måleinstrumentene ble plassert på lavspenningssiden av NS7622 og ved elbilladestasjonen under NS7146. Medcal-instrumentene ble plassert i kabelskap (ks) 64348 og ks64980 under henholdsvis NS7148 og NS7203. Målerene var utplassert i to uker. Fordi den ene Elspec'en ikke var tilgjengelig i hele måleperioden, ble en Medcal ST benyttet første uken målingene ble utført på elbilladestasjonen under NS7146.

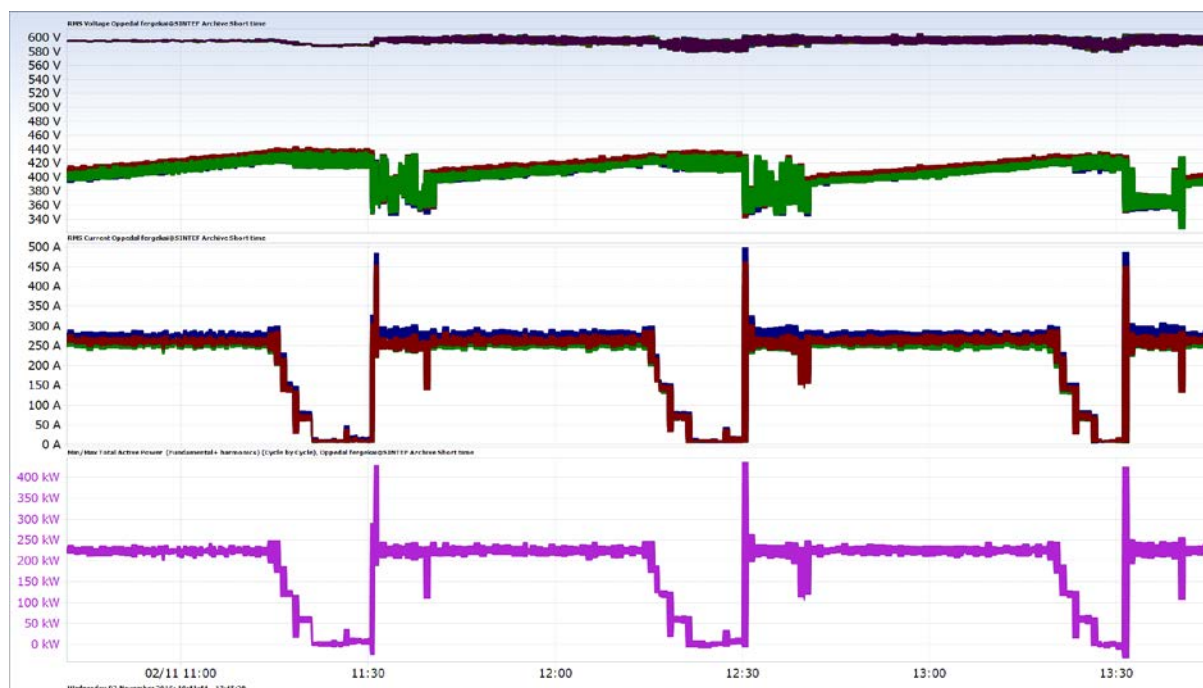
Ladeprofilen i Figur 5.6 viser den samlede ladesyklusen til fergen og batteripakken sett fra nettstasjonen. Syklusen har tre steg:

- Hverken batteripakken eller fergen trekker effekt; batteripakken er fulladet, og fergen ikke anløpt enda.
- Fergen ankommer fergeleiet, og kobles til for lading. Fergen forsynes delvis fra batteripakken og nettet, men med en effektbegrensning på ca. 230 kW fra nettet.
- Fergen kobles fra etter 10 minutter, men mellomlageret fortsetter å lade til det er fulladet.

¹⁸ Elspec G4500 med 3000 A flexprober.

¹⁹ Medcal N.

²⁰ Initielt var det også en del av motivasjonen å måle total harmonisk forvrengning (THD) i disse områdene også, men det viste seg raskt at påvirkningen var ubetydelig.



Figur 5.6 Ladeprofil sett fra NS7622. Figuren viser RMS-linjespenning og RMS-fasespenning, RMS-strøm og aktiv effekt [3]

Påvirkningen på spenningskvalitet i området ved Oppedal fra hurtiglading av fergen Ampere har blitt studert ved en kombinasjon av målinger med Elspec, Medcal, og i noen grad en nettstasjon RTU. De parameterene som ble undersøkt var:

- Påvirkning på RMS-spenning
- Spenningssprang
- THD – total harmonic distortion
- Flimmer

Fergen ser ut til å ha relativt liten innvirkning på spenningskvaliteten i området, bortsett fra en moderat økning i flimmerverdier når vedlikeholdsladeren til fergen tilkobles allmenn forsyning om natten.

Det har blitt diskutert om det skal tillates en økning av ladeeffekten til fergen. Såfremt det er spenningsrestriksjoner som legger begrensninger på hvor stor ladeeffekt som trengs, vil det kunne være mulig å øke ladeeffekten om det fortsatt er mulig å regulere spenning med reaktiv effekt fra mellomlageret på fergekaien.

5.5 Landstrømsforsyning

Tradisjonelt har skip som ligger til kai, produsert elektrisitet ved hjelp av generatorer drevet av fossilt brennstoff plassert om bord i skipet [52]. I følge Enova står klimautslippene fra skip som ligger til kai for syv prosent av alt klimagassutslipp tilknyttet sjøfart [53]. Et mer miljøvennlig alternativt er tilførsel av elektrisitet fra land (landstrømforsyning) [52]. For å legge til rette for landstrøm, har Enova hatt en rekke utlysninger på landstrøm til skip i norske havner. Fra og med 2016 har det vært fem utlysingsrunder, hvor den siste hadde søknadsfrist 16. mars 2018 [54]. Som en følge av de fire første utlysingsrundene har over 350 millioner kroner blitt fordelt på mer enn 60 prosjekt langs hele kysten [53]. For eksempel ble Hammerfest Havn KF i 2017 tildelt i overkant 13 millioner kroner, som skal benyttes til å sette opp ti

landstrømsanlegg i havnen [53]. Utlysningene fra Enova signaliserer at det vil bli stadig mer utbygning av landstrøm i årene som kommer, men det finnes allerede havner som er dimensjonert for landstrøm.

Figur 5.7 viser et kart kystverket har laget over havner som har infrastruktur for landstrøm per februar 2017 [55]. Et landstrømsanlegg ble for eksempel åpnet i Larvik i 2016, og anlegget tilfører elektrisitet til hurtigbåten (Larvik-Hirtshals) når den ligger til kai. Ved å ikke benytte hjelpemotorene, kan CO₂ utslippet reduseres med 1900 tonn i året. Dette var det tredje, større landstrømsanlegg implementert i Norge, hvor det første ble installert i Oslo 2011 og det andre i Kristiansand i 2014. I tillegg til at havnene må prosjekteres for å kunne levere landstrøm må også skipene som skal benytte landstrøm være tilpasset anleggene. En utfordring er at ulike skip har ulike krav når det kommer til hvilken spenning og strømstyrke de kan akseptere, samt frekvens. Dette er en av årsakene til at bruken av landstrøm ikke er mer utbredt, selv om det ikke er en ny teknologi. [56, 57]



Figur 5.7 Kart over havner med infrastruktur for landstrøm og LNG per februar 2017, utviklet av [55] basert på kartlegging fra DNV GL, og tildelinger fra Enova og NOx-fondet

5.6 Skoltegrunnskaiaen med landstrømsanlegg

BKK har bygget ut Landstrøm For Skip (LFS) på Skoltegrunnskaiaen, se figur 5.8. Fram til 1. mars 2017 var det kun ett landstrømanlegg under nettstasjonen på Skoltegrunnskaiaen, men det har nå blitt åpnet et ekstra anlegg forsynt av samme nettstasjon.

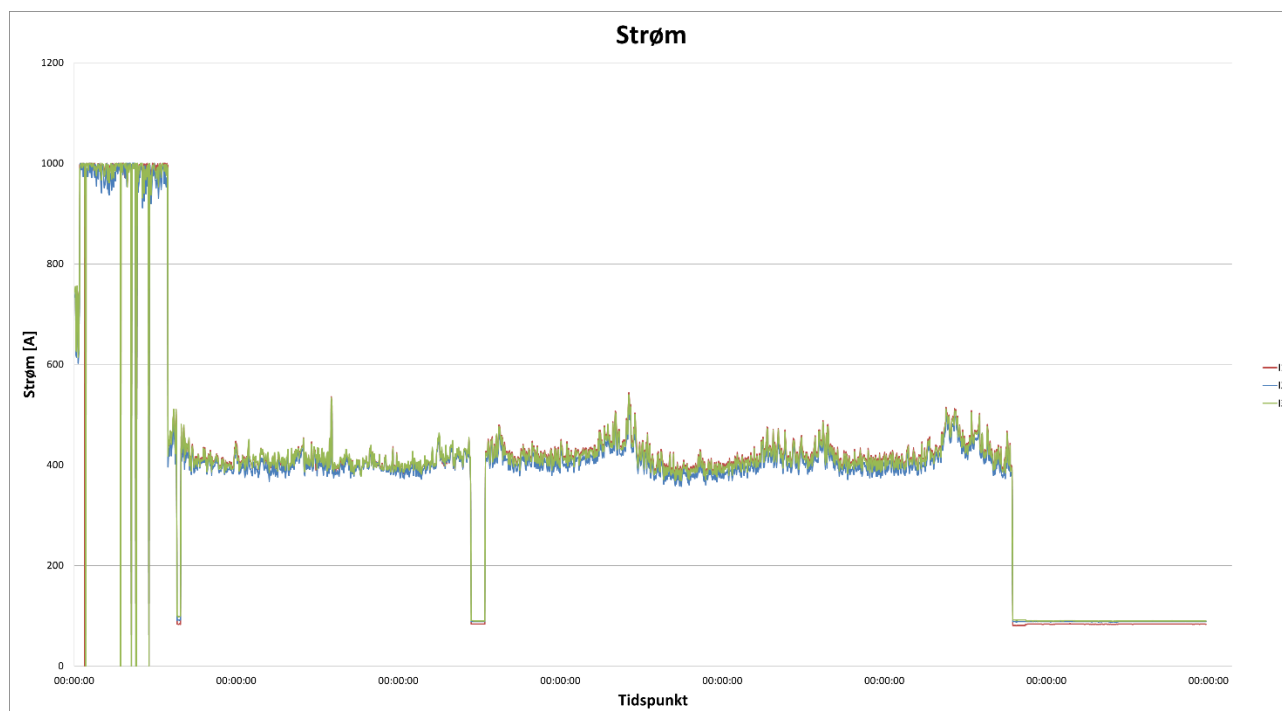


Figur 5.8 Skoltegrunnskaien

Det er mange fordeler for kunden med landstrøm sammenlignet med egen strømproduksjon på skipet, og etter hvert også et krav pga. luftforurensning i kuldeperioder. Nye effektkrevende laster, som landstrømsanlegg, gjør at det blir behov for innsyn i nettet mht. KILE/FoL i berørte områder i distribusjonsnettet.

I FlexNett-prosjektet er det studert hvordan last fra de to landstrømanleggene påvirker spenningskvaliteten i distribusjonsnettet i området innenfor en begrenset tidsperiode [4]. Dette er studert ved å bruke måledata fra en nettstasjons RTU i nettstasjonen som forsyner landstrømsanleggene. RTUen måler fasestrømmer og spenninger i alle tre faser, og beregner også aktiv, reaktiv og tilsynelatende effekt og THD. Da det er en begrenset tidsperiode som er valgt vil resultatene ha begrenset gyldighet med tanke på hvilken last (skip) som var tilknyttet i tidsområdet.

De siste sju dagene i mars ble valgt som analyseperiode, ettersom det i løpet av denne perioden er perioder hvor hver av anleggene opererer alene, sammen, og hvor begge anleggene er ubelastet. Figur 5.9 viser belastningen av ladestasjonen fra 25. til 31. mars. Det er tilnærmet kun symmetrisk belastning under nettstasjonen. Registrert topplast er 1000 A, men dette er en feilmåling. Det virker som om målesystemet ikke er i stand til å måle verdier med 4 siffer, slik at registrerte topplast er 1000 A. Det kan også hende at det er en begrensning i strømtrafoer eller lignende. Ved å bruke effekt- og spenningsmålinger kan det vises at sannsynlig makslast i løpet av måleperioden er 1234 A.



Figur 5.9 RMS-strøm målt som 5 minutts gjennomsnittsverdi i alle faser over analyseperioden fra 25. til 31. mars [4]

Videre analyse er valgt utført for lørdag 25. mars, som er dagen med registrert topplast. Av målingene kan det sees at det er noe variasjon i spenningen ved landstrømforsyningen. En lastendring på 300 kW fører til en spenningsendring på litt over 1 V. En lastendring med endring i aktiv effekt på 430 kW, og endring i reaktiv last fra 80 MVar (eller 240, avhengig av om Q angis for en fase, eller som sum av alle tre fasene) gir en spenningsendring på ca. 2V. Dette angir at nettet i området er forholdsvis sterkt. Uten spenningsregulering med reaktiv effekt vil spenningsvariasjonen mellom null last til historisk kortvarig makslast (900 kW) medføre en spenningsendring på rundt 4 V, eller under 2 %. Dette er ikke veldig mye. Om det i tillegg er mulighet for å drive spenningsregulering med reaktiv effekt fra omformerne (ofte mulig) vil også denne spenningsvariasjonen kunne reduseres. Dette kan være aktuelt om belastningen øker, eller om det installeres landstrøm eller annen omformerbasert effektkrevende last i et annet område med lavere kortslutningsytelse.

En interessant karakteristikk ved landstrømanlegget er at det er en liten produksjon av reaktiv effekt når ingen av landstrømanleggene er belastet. Det er usikkert om det er omformerne, en kondensator i et filter, eller noe annet som produserer denne reaktive effekten.

Et noe overraskende resultat fra målingene er at THD er lavt. Ved omformerbasert last tilknyttet som eneste last under en nettstasjon vil det ofte være høy fase THD forårsaket av svitsjingen av bryterne i omformerne. En mulig forklaring på de lave THD-verdiene er at denne svitsjefrekvensen ofte er over 1 kHz, og det kan derfor være at samplefrekvensen til RTU-målingene er for lave til å detektere de harmoniske spenningene omformerne skaper (kun de lavere ordens harmoniske som 5., 7., 11., 13, osv.).

Nettet ved Skoltegrunnskaiaen ser ut til å være sterkt, og landstrømanlegget har derfor forholdsvis lav påvirkning på spenningen innenfor den valgte analyseperioden. Også målte THD-verdier er lave, men dette kan være fordi samplefrekvensen til RTUen er for lav til å detektere spenningsvariasjoner forårsaket av svitsjing av bryterne i omformerne. Målingene av spenningskvalitet har akkurat i denne tidsperioden liten verdi utover å kunne konstatere at nettet er sterkt, og påvirkningen fra landstrømanlegget er lite.

Selv om det ikke er behov for tiltak i dette tilfellet, så vil det i tilfeller hvor store omformerbaserte laster benyttes ofte være mulig å regulere spenning med reaktiv effekt fra omformerene. Dette er kun aktuelt i tilfeller hvor det er spenningsrestriksjoner som er begrensende for hvor mye last som kan tilknyttes – regulering av reaktiv effekt hjelper ikke ved brudd på termiske restriksjoner.

6 Flexibilitet og distribuert produksjon på kundenivå

Dette kapitlet omhandler fleksibelt forbruk og distribuert produksjon (solceller) fra enkeltkunder, og hvordan dette både kan være en ressurs og en utfordring for distribusjonsnettet.

Det blir presentert erfaringer fra analyser/simuleringer basert på demonstrasjonsaktiviteter i FlexNett hos BKK Nett og NTE Nett, hhv. fleksibelt forbruk hos industrikunde, målekonsept for plusskunder og spenningspåvirkning som følge av et økt antall plusskunder i et svakt distribusjonsnett.

6.1 Utkobling av fleksibelt forbruk i næringsbygg med SD-anlegg

Adaptic AS (tidligere Smart Grid Norway AS) var en av partnerne som deltok i FlexNett-prosjektet. Adaptic leverer løsninger for drift- og energioptimalisering (Discover EOS) for næringsbygg, og deres aktivitet var knyttet til å avklare mulighetene for mulig å koble ut fleksible laster i næringsbygg ved å benytte SD-anlegget til inn- og utkobling [7]. Det ble fokusert på eksisterende bygg i et definert område, hvor Adaptic allerede har levert SD-anlegg.

I FlexNett-prosjektet ble det ikke mulig å gjennomføre tester på utkobling av fleksible laster i næringsbygg, bl.a. på grunn av utfordringer som er oppsummert nedenfor.

Diverse

Det har vært vanskelig å få oversikt over forutsigbare rammebetingelse for utnyttelse av fleksibelt forbruk i balansetjenester, bl.a. knyttet til pris på beredskap (være tilgjengelig for utkobling), pris for hver utkobling, maks antall utkoblinger hver dag/uke/måned/sesong, maks utkoblingstid for en utkobling, krav til aggregator (antall MW som må inkluderes i et bud til balansemarkedet), krav til sanntid rapportering om tilgjengelig effekt og det at noen kunder sitter med dårlig erfaring basert på at prisen har endret seg svært mye over tid (fra lønnsomt til totalt uinteressant jfr. tidligere avtaler om å bidra med flexibilitet når kraftsystemet har behov for det).

De belastningene som er enklest å styre/koble ut, er allerede med i løsning for kjelekraft (dvs. utkoblbar/fleksibel tariff), samtidig som det finnes lite data på hvor stort potensiale er for andre fleksible laster i et bygg som bl.a.: ventilasjon, oppvarming, elbillading, produksjon. I tillegg er det usikkerhet knyttet til hva som er akseptabelt komfortnivå for brukerne av ulike næringsbygg.

Teknisk

Det har vært noen tekniske utfordringer bl.a. knyttet til at det er svært mange ulike tekniske løsninger som er valgt for ulike bygg, samtidig som at ikke alle bygg har SD-anlegg installert. Det har også vært utfordringer knyttet til det å koble seg til SD-anlegg, bl.a.: GPRS (dårlig dekning kjeller & tette bygg), brannmur, ulik policy hos ulike bedrifter mhp. tilgang gjennom brannmur, ulike VPN løsninger krever ulik kompetanse og datasikkerhet. I tillegg er det ikke alle SD-anlegg som har mulighet for fjerntilkobling.

Det har også vært eksempler på at inngrep i nyere eksisterende elektriske anlegg kun kan utføres av opprinnelig installatør for ikke at garantiansvaret skal forringes.

Organisatoriske

Noen utfordringer knyttet til organisatoriske forhold er bl.a. relatert til spørsmålet om hvem som har ansvaret for å drifte løsningen, det er ulik praksis med å gi tilgang til styring eksternt, det er varierende kunnskap om installert anlegg og uklare ansvarsforhold/hvem skal en forholde seg til (bl.a. ulike aktører som byggeier,

leietakere i bygg, ansvarlig for drift av bygg, leverandør av SD-anlegg, elektroinstallatør, IT-ansvarlig internt og eksternt, ...)

Økonomiske aspekt

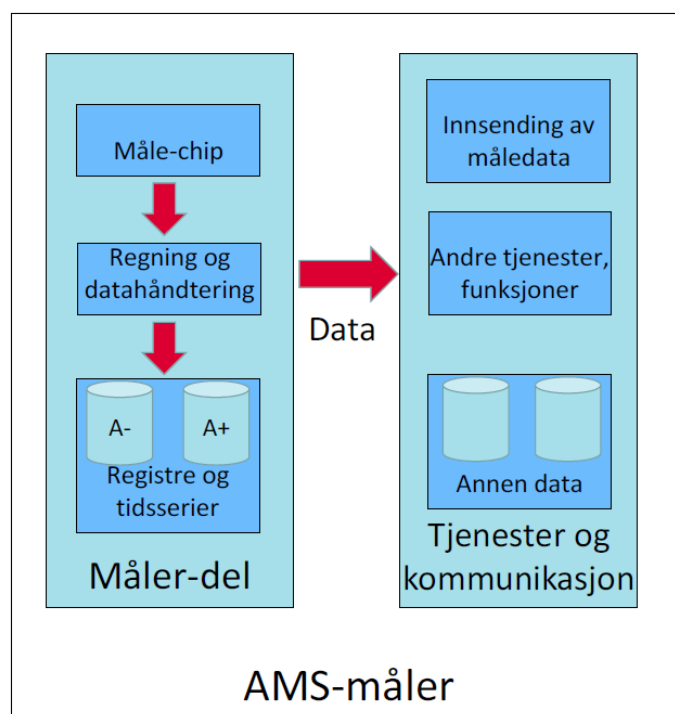
Utfordringer knyttet til økonomiske aspekt/forretningsmodeller er bl.a. hvem skal betale for jobben med å kartlegge tekniske utfordringer som må avklares for å kunne sette opp tilbud på teknisk løsning og installasjon, hvem skal betale for utstyr og installasjon og hvordan skal gevinsten fordeles?

6.2 Målekonsept plusskunder

I FlexNett-prosjektet dukket det flere ganger opp spørsmål knyttet til hvordan målinger fra en og samme plusskunde ble håndtert når kunden veksler mellom å trekke og levere kraft til nettet, eller, som det er mulig i trefasesystemet, trekker og leverer effekt på samme tid i ulike faser [6].

I følge forskrift om måling og avregning skal alle kunder ha fått installert Avanserte Måle- og Styrings-systemer (AMS) innen 1.1.2019 [58]. Forskriften stiller også krav om bl.a. a) at måleverdier skal lagres med en registreringsfrekvens på maksimalt 60 minutter, og kunne stilles om til en registreringsfrekvens på minimum 15 minutter, og b) registrere flyt av aktiv og reaktiv effekt i begge retninger.

Det beskrives ikke nærmere i forskriften hvilke metoder som skal benyttes for summasjon av målingene i ulike faser eller med hvilket intervall produksjon og forbruk skal summeres og nettberegnes. I dette kapitlet beskrives problemstillingen nærmere, inkl. dagens praksis hos målerleverandørene.



Figur 6.1 Illustrasjon av hvordan data håndteres i AMS-måleren [6]

Figur 6.1 viser en forenklet oversikt over hvordan data behandles i en AMS-måler. I måler-delen er det krav til MID-godkjenning og her måles og lagres blant annet akkumulert forbruk og produksjon kontinuerlig i registrene A+ og A-. Ved avlesing av disse registrene lages det tidsserier som er grunnlaget for avregning. Registreringsfrekvensen med AMS er vedtatt å være per time, og det er så ofte data må lagres i tidsserier. I praksis skjer dette ved avlesning av registrene A+ (forbruk) og A- (produksjon) ved begynnelse og slutt av registreringsintervallet.

I et trefasesystem med nøytralleder (TN-nett) måles kraftflyten i de tre fasene individuelt i AMS-måleren. Det vil si at det er mulig å trekke effekt i en fase samtidig som det leveres effekt i en annen, altså måles det samtidig produksjon og forbruk.

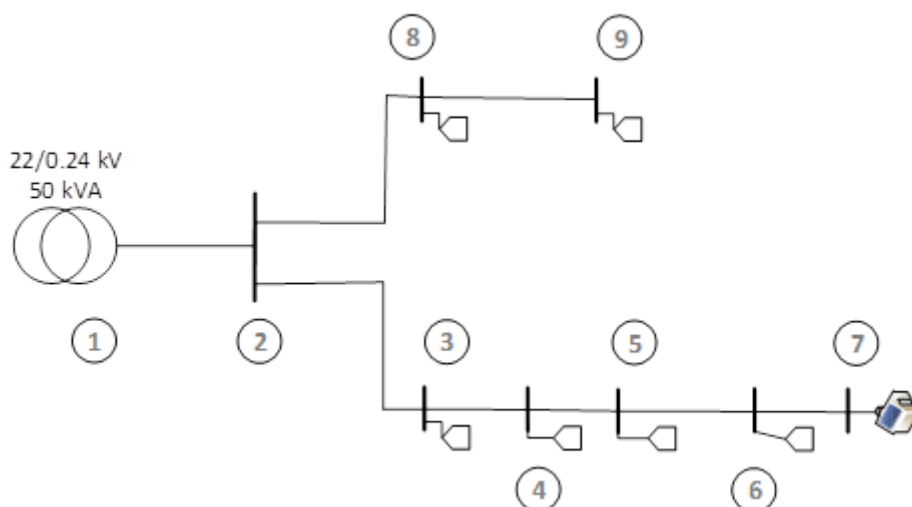
I trefasenett uten nøytralleder (IT-nett) er det tilstrekkelig, og vanlig, å måle to strømmen og to spenninger, for deretter å beregne total effektflyt. Beregning av kraftflyt per fase gir ikke mening i et slikt nettverk. En stor majoritet av strømkundene i Norge er tilknyttet nett av typen IT.

Dagens praksis, i følge [6], er som følger:

- Fasene summeres med vektorsummasjon (hvis 3-fase) per sekund.
- Resultatet legges til enten A+ eller A- avhengig av om det representerer forbruk eller produksjon
- Dersom effektretning snur i løpet av sekundet, behandles dette spesielt, slik at begge registre oppdateres med riktig verdi.
- Hver hele time leses verdier fra registrene A+ og A-, som gir grunnlag for tidsserier for henholdsvis forbruk og produksjon. En time kan ha både forbruk og produksjon.

6.3 Nettkonsekvenser ved plusskunder lokalisert i et svakt distribusjonsnett

I forbindelse med FlexNett-prosjektet er det gjort noen simuleringer for hvilken konsekvens økt andel plusskunder vil ha på spenningen i et svakt distribusjonsnett [59]. Muligheten som LV distribusjonsnett har til å håndtere solcellepanel, avhenger av belastningen på nettet, installert effekt i omformer og spenningsforholdene. I denne analysen er det undersøkt hvordan ulikt omfang av plusskunder vil påvirke spenningsforholdene i et svakt distribusjonsnett (Figur 6.2).

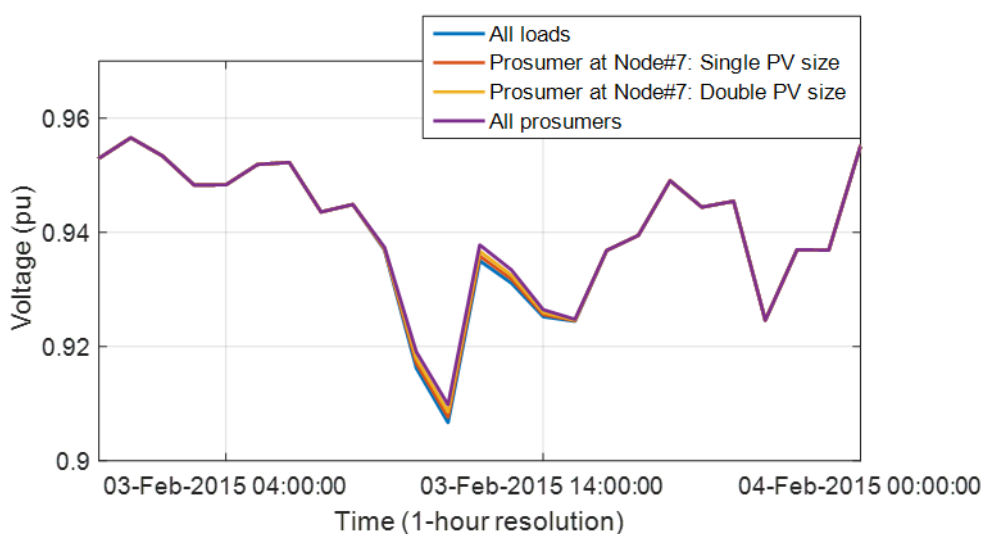


Figur 6.2 LV distribusjonsnett brukt i simuleringene

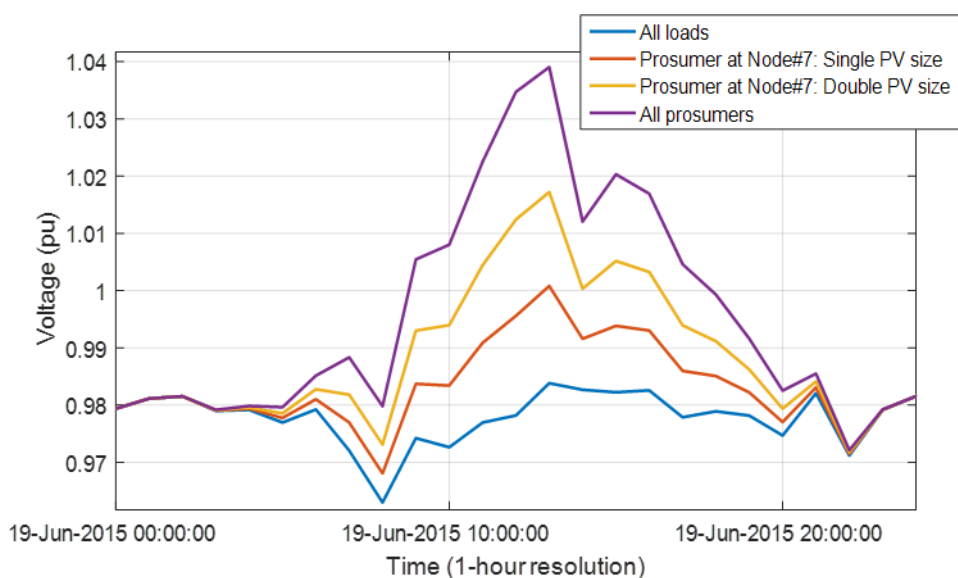
Følgende simuleringer er gjort i Matpower:

- Case #1: Ingen solcellepanel, kun forbrukskunder
- Case #2: En plusskunde (PV-anlegg på 3,06 kWp)
- Case #3: En plusskunde (PV-anlegg doblet)
- Case #4: Alle kunder er plusskunder (PV-anlegg på 3,06 kWp)

I figur 6.3 og figur 6.4 presenteres spenningsprofilen for node 7 i figur 6.2. Figurene viser at om vinteren er det liten variasjon i spenningen med de fire alternative utbredelsene av solcellepanel, da dette er perioder med stort forbruk og lite produksjon. Om sommeren er det derimot stor variasjon i spenningen – med størst økning for case #4 der alle kunder har installert et solcelleanlegg. Om sommeren er det stor produksjon og lite forbruk, og dermed har solcellepanelene større påvirkning på spenningen.



Figur 6.3 Spenningsprofil node 7 (vinter) [59]



Figur 6.4 Spenningsprofil node 7 (sommer) [59]

7 Oppsummering

Denne rapporten er utarbeidet i forbindelse med innovasjonsprosjektet "Fleksibilitet i fremtidens smarte distribusjonsnett – FlexNett" (2015-2018) og presenterer resultater knyttet til demoaktiviteter om fleksibel nettdrift hovedsakelig hos BKK Nett, men også batteri for spenningsutjevning/fasekompensering hos NTE Nett.

Prosjektet har som overordnet målsetting å bidra til økt fleksibilitet i fremtidens smarte distribusjonsnett gjennom å demonstrere og verifisere tekniske og markedsmessige løsninger for fleksibilitet på ulike nivå i nettet og til nytte for ulike aktører.

Denne rapporten fokuserer på gjennomførte demoaktiviteter knyttet til fleksible nettdrift, som inkluderer både batteri i nettdrift, fjernstyrte brytere og automatisk feillokalisering, isolering og gjenoppretting (FLISR), målinger i nettstasjoner med forbruk som hurtigladestasjon for elbiler, elferge og landstrømforsyning og enkelte nettrelaterte spørsmål knyttet til fleksibilitet og distribuert produksjon på kundenivå.

Batteri i nettdrift – eid av nettselskap

I enkelte tilfeller, som ved høye reinvesteringskostnader i nytt luftnett, kan batterier være et alternativ for å forbedre spenningskvalitet og/eller leveringspålidelighet. Leveringspålideligheten kan til og med økes mer enn ved reinvestering fordi et batteri kan gjøre at feil i nettet, avhengig av årsak, ikke medfører avbrudd, men dette er selvsagt begrenset av batterikapasiteten. Reinvestering i nye luftledninger vil ikke forhindre værrelaterte avbrudd. Et batteri i nettet kan dermed bidra til å utsette reinvesteringer i nettet.

Forbedret spenningskvalitet som følge av et batteri m/omformer er mulig, noe som ble demonstrert hos NTE Nett hvor et batteri ble installert hos en plusskunde lokalisert i et svakt nett. Målinger før og etter i gangsettelse av funksjonalitet for fasekompensering, viste en betydelig forbedring i spenningskvaliteten levert til kunden, gitt at kapasiteten i omformerne i hver fase var tilstrekkelig til å dekke opp for de største belastningene.

Fjernstyrte brytere og automatisk feillokalisering, isolering og gjenoppretting (FLISR)

Fjernstyrte brytere sammen med seksjoneringsmuligheter i nettet kan medføre kortere avbruddstid for kunder ved at manuell operasjon av brytere ikke lengre er nødvendig. Slik kan kunder som ikke er direkte berørt av en feil, få forsyningen raskt tilbake. På steder som tidvis kan være utilgjengelige, som øyer ved innstilte ferger, kan fjernstyrte brytere gi en stor gevinst mht. avbruddstiden. Fedje er et eksempel på dette i BKK Nett sitt område.

Fjernstyrt brytere, seksjoneringsmuligheter, flersidig forsyning og automatikk (FLISR) gir enda større muligheter for reduksjon av avbruddstiden. Dette vil redusere tiden som brukes for å finne feil og i tillegg koble automatisk inn kunder som ikke er direkte berørt av feilen. Det er viktig med gode kommunikasjonsløsninger for å få ut gevinsten ved en slik løsning. I områder som er utfordrende og dels utilgjengelige i dårlig vær, kan en FLISR-løsning redusere KILE, bedre omdømme og ikke minst, forbedre HMS-forholdene for mannskaper som skal finne feil i nettet. Eksingedalen er et eksempel på dette i BKK Nett sitt område. Den økonomiske gevinsten ved en slik løsning vil åpenbart være større i områder med høy KILE.

Elektrifisering av transport - Målinger i nettstasjoner med hurtigladestasjon for elbiler, elferge og landstrømforsyning.

Antall elbiler og ladestasjoner øker, og i et sterkt nett er ikke dette et problem og spenningskvaliteten i området påvirkes i liten grad. Hurtigladestasjonen på Danmarks plass i BKK Nett sitt område er et eksempel på dette.

Ferger er ofte lokalisert i svake nett, på tampen av radialer, og elferger kan potensielt være et problem i slike nett. Elfergen Ampere i BKK Nett sitt område er et eksempel på dette. For denne elfergen er det på hvert fergeleie installert et 350 kWh Li-ion batteri som mellomlager. Disse batteriene lades kontinuerlig opp fra nettet når fergen ikke ligger til kai. Mellomlageret utlades over kort tid når fergen kobles til, og supplerer ladestrømmen elfergen trekker fra nettet. At fergeladeren er en effektkrevende last er altså adressert via installasjon av mellomlager på begge fergeleier, og på den måten sees det fra nettets side kun en kontinuerlig last på rundt 200 – 250 kW. De stasjonære mellomlagrene gjør fergelading akseptabel i et svakt nettet mht. effekt. Fergen ser ut til å ha relativt liten innvirkning på spenningskvaliteten i området, bortsett fra en moderat økning i flimmerverdier når vedlikeholdsladeren til fergen tilkobles allmenn forsyning om natten.

Landstrømsforsyning er et viktig tiltak for å redusere lokal forurensning fra skip. I et sterkt nett er ikke dette et problem og påvirker i liten grad spenningskvaliteten i området. Skoltegrunnskaia i BKK Nett sitt område er et eksempel på dette.

Fleksibilitet og distribuert produksjon på kundenivå

Fleksibelt forbruk, og da spesielt større belastninger i næringsbygg med allerede installert styringssystemer, kan være kandidater for å tilby balansetjenester til kraftsystemet, gitt at det er tilgjengelig teknologi, at fleksibel ressurs er tilgjengelig når det er behov for fleksibilitet og at det er tilfredsstillende responstid. utfordringer er bl.a. knyttet til forretningsmodeller og å ivareta komfort for kunde.

I følge forskrift [58] skal AMS- målerne ha mulighet for måling av aktiv og reaktiv effektflyt i begge retninger, dvs. både forbruk og produksjon. Med dagens praksis er AMS-målerne satt opp slik at en time kan ha både forbruk og produksjon, da effektflyten kan variere innenfor timen – avhengig av faktisk produksjon fra solcelleanlegg og forbruk hos kunden.

Det er et økende antall plusskunder i Norge, og da også husholdningskunder med solcellepanel på taket. Simuleringer på et eksempelcase viser at en økende andel plusskunder ute i et svakt distribusjonsnett vil kunne bidra til økte spenningsforhold om sommeren når det er størst produksjon og lavest forbruk, mens om vinteren med stort forbruk (pga. elektrisk oppvarming), vil distribuert produksjon i liten grad påvirke spenningsforholdene.

8 Referanser

- [1] E. Thorshaug, *Oppsummering Flexnett, NTE Nett*, NTE Nett / Flexnett-prosjektet, 2018.
- [2] H. Kirkeby, «AN 12.17.20 RTU-målinger på elbilhurtigladdestasjon,» SINTEF Energi AS / Flexnett-prosjektet, 2017.
- [3] H. Kirkeby, «AN 17.12.09 El-ferge med batteripakke og svake nett,» SINTEF Energi AS / Flexnett-prosjektet, 2017.
- [4] H. Kirkeby, «AN 17.12.19 RTU-målinger ved landstrømforsyning,» SINTEF Energi AS / Flexnett-prosjektet, 2017.
- [5] M. Z. Degefa og H. Sæle, «Impact of Prosumers in LV Network Loading. Simulations performed for prosumers in a weak distribution grid.,» SINTEF Energi / Flexnett-prosjektet, 2018.
- [6] H. Taxt, «Måling og avregning av plusskunder med AMS,» SINTEF Energi AS / Flexnett-prosjektet, 2017.
- [7] K. H. Bergh, «Fleksibilitet i fremtidens smarte distribusjonsnett,» Adaptic / Flexnett-prosjektet, 2018.
- [8] M. Istad, H. Kirkeby, P. E. Nordbø, O. H. Eliassen, R. A. Hjelme og O. J. Hatlen, «Flexible network operation,» i *24th International Conference & Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, Glasgow, 2017.
- [9] H. Sæle, B. A. Bremdal, I. A. Tøndel, M. Istad, J. A. Foosnæs, P. E. Nordbø, H. Kirkeby, B. A. Høverstad og G. Mathisen, «TR A7536 - Fremtidens fleksible distribusjonsnett. Fleksibel nettdrift, forbrukerfleksibilitet, plusskunder og forretningsmodeller,» SINTEF Energi AS / Flexnett-prosjektet, Trondheim, 2016.
- [10] DNV-GL, «Batterier i distribusjonsnettet. Konsulentrapport utarbeidet for NVE, NVE-rapport 2-2018,» 2018. [Internett]. Available: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_02.pdf. [Funnet 21 04 2018].
- [11] Strategen Consulting LLC, «The DOE Global Energy Storage Database,» 2018. [Internett]. Available: <http://www.energystorageexchange.org/>. [Funnet 02 mars 2018].
- [12] M. Koller, T. Borsche, A. Ulbig, og G. Andersson, «Review of grid applications with the Zurich 1MW battery energy storage system,» *Electric Power Systems Research*, vol. 120, pp. 128-135, 2015.
- [13] Public Service Co. of New Mexico, Willard, S., «Final technology performance report: Smart Grid Demonstration Project, PV Plus Battery for Simultaneous Voltage Smoothing and Peak Shifting,» U.S Department of Energy, 2014.
- [14] D. Rastler, N. Enbar og T. Lordan , «Electrical Energy Storage Activities in the United States: Case Studies of Project Installations,» Electric Power Research Institute (EPRI) , 2010.
- [15] AusNet Services, «Demand Management Case Study: Grid Energy Storage System,» 2017.
- [16] Woodruff, J. , «Project FALCON: Close Down Report,» Western Power Distribution, 2015.
- [17] ARMINES, EDF, ERDF, RTE, «DEMO6 dD6.9-2 Final assessment of the demonstrator's operation using the KPIs,» Grid4EU, 2016.
- [18] BC Hydro, «Project outreach report: Energy Storage and Demand Response for Improved Reliability in an Outage-prone Community,» 2015.
- [19] M. Istad, A. Pithallice, A. Tolleshaug og P. E. Nordbø, «AN 18.12.18 Batteri som alternativ til nettinvestering ved Brushytten,» SINTEF Energi AS / Flexnett-prosjektet, 2018.
- [20] P. L. Cavalcante, J. C. López, J. F. Franco, M. J. Rider, A. V. Garcia, M. R. R. Malveira, L. L. Martins og L. C. M. Direito, «Centralized Self- Healing Scheme for Electrical Distribution Systems,» *IEEE transactions on smart grids*, vol. 7, nr. 1, pp. 145-166, 2016.

- [21] Tutvedt, K. A., et al., «Smart fault handling in medium voltage distribution grids,» *CIREN-Open Access Proceedings Journal 2017*, vol. 1, pp. 1471-1474, 2017.
- [22] DNV GL, «D8.1 Business Case on Use Cases and Sensitivity Analysis,» DISCERN, 2016.
- [23] Johnsson, A., et al., «D4.3 Preferable General System Architecture, Integrations and User Interface,» DISCERN, 2016.
- [24] Etherden, N., et al., «Enhanced LV supervision by combining data from meters, secondary substation measurements and MV SCADA,» CIREN, 24th International Conference on Electricity Distribution, Glasgow, 2017.
- [25] Ysber, U., «dD2.4 - DEMO2 - Demonstration activities and results,» Grid4EU, 2016.
- [26] M. Istad, A. Pithallice, J.-E. Einestrand og P. E. Nordbø, «Fjernstyrte brytere på Fedje,» SINTEF Energi AS / FlexNett-prosjektet, 2017.
- [27] M. Istad, A. Tolleshaug, A. Pithallice, J.-E. Einestrand og P. E. Nordbø, «AN 18.12.17 FLISR i Eksignedal,» SINTEF Energi AS / FlexNett-prosjektet, 2018.
- [28] M. Line, I. Tøndel og M. Jaatun, «Cyber Security Challenges in Smart Grids,» i *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on, 5-7 Dec.*, 2011.
- [29] T. Conway, R. M. Lee og M. J. Assante, «“Analysis of the Cyber Attack on the Ukrainian Power Grid, Defense Use Case”, SANS ICS and E-ISAC white paper,» 2016. [Internett]. Available: https://ics.sans.org/media/E-ISAC_SANS_Ukraine_DUC_5.pdf.
- [30] M. G. Jaatun, M. E. G. Moe og P. E. Nordbø, «Sikkerhetsbetraktninger rundt selv-helende distribusjonsnett. Resultater fra Flexnett,» SINTEF Digital / FlexNett-prosjektet, Trondheim, 2017.
- [31] Norsk Elbilforening, «Elbilbestand,» 31 desember 2017. [Internett]. Available: <https://elbil.no/elbilstatistikk/elbilbestand/>. [Funnet 19 mars 2018].
- [32] Statistisk sentralbyrå, «Fakta om: Bil og transport,» [Internett]. Available: <http://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/faktaside/bil-og-transport>. [Funnet 20 mars 2018].
- [33] NOBIL (Norsk Elbilforening), «Tips oss om eksisterende ladestasjoner,» 2018. [Internett]. Available: <http://info.nobil.no/index.php/tips#>. [Funnet 19 mars 2018].
- [34] Lorentzen, E. , «Kraftig økning i antall hurtiglade punkt i 2017,» NOBIL (Norsk elbilforening), 28 februar 2018. [Internett]. Available: <http://info.nobil.no/index.php/nyheter/117-kraftig-okning-i-antall-hurtiglade-punkt-i-2017>. [Funnet 20 mars 2018].
- [35] Engelen, E. og Pilskog, G. M., «Infrastruktur: 13 elbiler per ladepunkt,» Statistisk sentralbyrå, 1 august 2017. [Internett]. Available: <http://www.ssb.no/natur-og-miljo/artikler-og-publikasjoner/13-elbiler-per-ladepunkt>. [Funnet 20 mars 2018].
- [36] Norsk elbilforening, «Bergen åpner verdens største ladestasjon,» 19 januar 2015. [Internett]. Available: <https://elbil.no/bergen-apner-verdens-storste-ladestasjon/>. [Funnet 20 mars 2018].
- [37] Norsk elbilforening, «Elbilforeningens ladekart,» 2018. [Internett]. Available: <https://elbil.no/ladekart/>. [Funnet 20 mars 2018].
- [38] Figenbaum, E. og Kolbenstvedt, M., «TØI rapport 1492/2016: Learning from Norwegian Battery Electric and Plug-in Hybrid Vehicle users,» Transportøkonomisk institutt, 2016.
- [39] OECD/IEA, «Global EV Outlook 2017,» International Energy Agency, 2017.
- [40] Sørensen, Å. L., et al., «Smart EV charging systems for Zero Emission Neighbourhoods: A state-of-the-art study for Norway,» Zero Emission Neighbourhoods in Smart Cities, 2017.
- [41] Taxt, H. og Seljeseth, H., «Elbilers ladeforløp og utfordringer for el-nettet,» SINTEF Energi, Trondheim, 2013.

- [42] Seljeseth, H., , Taxt, H., og Solvang, T., «Measurements of network impact from electric vehicles during slow and fast charging,» i *CIREN: 22nd International Conference on Electricity Distribution*, Stockholm, 2013.
- [43] Valmot, O. R., «Elektrifisering av busser endelig i gang for fullt: – Vi har vært litt trege i Norge,» Teknisk Ukeblad, 30 oktober 2017. [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/elektrifisering-av-busser-endelig-i-gang-for-fullt-vi-har-vaert-litt-trege-i-norge/410985>. [Funnet 23 mars 2018].
- [44] Ruter, «Oslo har fått sine første elbusser,» Ruter, 30 november 2017. [Internett]. Available: <http://presse.ruter.no/pressreleases/oslo-har-faatt-sine-foerste-elbusser-og-elektrifiseringen-er-i-gang-2309020>. [Funnet 22 mars 2018].
- [45] Avinor, Jernbaneverket, Kystverket og Statens vegvesen, «Grunnlagsdokumnet: Nasjonal transportplan 2018-2029,» 2016.
- [46] Aune, I. , «Enova støtter Hordaland med over 270 millioner til klimavennlige ferger,» Enova, 2018. [Internett]. Available: <https://www.enova.no/bedrift/maritim-transport/maritime-historier/enova-stotter-hordaland-med-over-270-millioner-til-klimavennlige-ferger/>. [Funnet 20 mars 2018].
- [47] NTB, «Fjord1 har signert kontrakter for bygging av sju ferger,» Teknisk Ukeblad, 5 mars 2018. [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/fjord1-har-signert-kontrakter-for-bygging-av-sju-ferger/431956>. [Funnet 23 mars 2018].
- [48] Sæternes, A. , «Nye miljøferjer Anda–Lote,» Statens vegvesen, 11 februar 2016. [Internett]. Available: <https://www.vegvesen.no/om+statens+vegvesen/presse/Pressemeldingsarkiv/Region+vest/nye-milj%C3%B8ferjer-mellom-anda-og-lote>. [Funnet 23 mars 2018].
- [49] Statens vegvesen, «Nybrotsarbeid på fergesambandene over Trondheimsfjorden,» Statens vegvesen, 15 februar 2018. [Internett]. Available: <https://www.vegvesen.no/vegprosjekter/rmferjekaier/Nyhetsarkiv/nybrotsarbeid-pa-fergesambandene-over-trondheimsfjorden>. [Funnet 23 mars 2018].
- [50] Skotland, C. H. og Høivik, Ø. F., «Rapport nr 77-2017: Har strømmettet kapasitet til elektriske biler, busser og ferger?,» Norges vassdrags- og energidirektorat, Oslo, 2017.
- [51] DNV GL, «Elektrifisering av bilferger i Norge – kartlegging av investeringsbehov i strømmettet,» Energi Norge, 2015.
- [52] «Bedre klima og smartere økonomi, landstrøm i norske havner – en mulighetsstudie,» Bellona, Siemens, Nelfo og Elektroforeningen, 2016.
- [53] Enova, «Enova støtter ni nye landstrøm-prosjekter,» 20 desember 2017. [Internett]. Available: <http://presse.enova.no/pressreleases/enova-stoetter-ni-nye-landstroem-prosjekter-2325688>. [Funnet 20 mars 2018].
- [54] Knain, M., «Landstrøm til skip i norske havner,» Enova, 2018. [Internett]. Available: <https://www.enova.no/bedrift/maritim-transport/stotte-til-infrastruktur/landstrom-til-skip-i-norske-havner/>. [Funnet 20 mars 2018].
- [55] Kystverket, «Status 2017: Skipstrafikk, godstransport og havn,» 21 juni 2017. [Internett]. Available: http://www.kystverket.no/contentassets/e4f461e97def4feebd84ccf706afa797/status2017_original_web.pdf. [Funnet 23 mars 2018].
- [56] Larvik Havn KF, «Superspeed på landstrøm i larvik,» 9 mai 2016. [Internett]. Available: <http://www.larvik.havn.no/nyheter/superspeed-pa-landstrom-i-larvik-article440-114.html>. [Funnet 22 mars 2018].
- [57] Martinsen, K. et al., «Landstrøm i norske havner,» DNV GL AS Maritime, 2015.
- [58] NVE, «FOR-1999-03-11-301 Forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv.,» [Internett]. Available: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-301>.

- [59] M. Z. Degefa og H. Sæle, «AN 18.12.09 Impact of prosumers in LV network loading,» SINTEF Energi / FlexNett-prosjektet, 2018.
- [60] G. Mathisen, «FlexNett - Case #3: Last- og fleksibilitetspotensialet for en plusskunde,» SINTEF Digital / FlexNett project, 2017.

Vedlegg 1 Forkortelser

AEP	- American Electric Power
AMS	- Avanserte Måle- og Styringssystemer
CESM	- Compact Energy Storage Modul
DISCERN	- Distributed Intelligence for Cost-effective and Reliable Solutions (www.discern.eu)
DMS	- Distribution Management System
DOE	- Department of Energy
EDF	- Électricité de France
EKZ	- Elektrizitätswerke des Kantons Zürich
FASaD	- Feil- og avbruddshåndtering i smarte distribusjonsnett www.sintef.no/prosjekter/feil-og-avbruddshandtering-i-smarte-distribusjonsn/
FAT	- Factory Acceptance Test
FLISR	- Fault Location, Isolation and System Restoration
FoL	- Forskrift om Leveringskvalitet https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2004-11-30-1557
FPI	- Feilindikatorer
IKT	- Informasjons- og kommunikasjonsteknologi
KILE	- Kompensasjon for Ikke Levert Energi
LFS	- Landstrøm For Skip
NVE	- Norges Vassdrags- og Energidirektorat
PCS	- Power Conditioning System
PNM	- Public Service Company of New Mexico
RMS	- Root Mean Square (Effektivverdi)
RTU	- Remote Terminal Unit
SAIDI	- System Average Interruption Duration Index
SAIFI	- System Average Interruption Frequency Index
SAT	- Site Acceptance Test
SCADA	- Supervisory control and data acquisition
SD-anlegg	- Anlegg for sentral driftskontroll
SoC	- State of Charge
TCP	- Transmission Control Protocol
THD	- Total Harmonic Distortion

Vedlegg 2 Kost/nytte-vurdering for Brushytten

Kost/nytte-vurdering			
<p><i>Målsetting med tiltaket:</i> Installasjonen av batteripakken har som målsetting å avhjelpe spenningsproblemer på Brushytten og sikre forsyning under avbrudd. Avbrudd på brushytten er en omdømmeutfordring for BKK Nett.</p>			
<p><i>Risikovurdering økonomi:</i> Tiltaket gir en reduksjon i KILE fordi kunden vil oppleve redusert avbruddstid. Korte avbrudd på mindre enn 24 timer vil ikke lenger berøre sluttbruken.</p>			
Kost/nytte-aspekter (aggregert)			
Parameter	Score	Enhet	Kommentar
Økonomi	Middels		Redusere avbruddskostnader, men denne er i utgangspunktet lav. Utsette kostnader for reinvesteringer i nettet.
Pålitelighet - KILE	God	Pr. tilfelle	Reduserte KILE-kostnader. Ingen KILE for avbrudd under 24 timer.
Spenningskvalitet	God	Pr. tilfelle	Avhjelpe spenningsproblemer som flimmer og lav spenning på Brushytten og erstatte spenningsbooster.
Kundeservice	God		Færre avbrudd og bedre spenningskvalitet vil bedre omdømme til BKK Nett. Statusmeldinger fra batteriet vil gjøre at BKK vet når batteriet er i drift og når det er avbrudd på Brushytten. Dette gir mulighet for å varsle kunde ved langvarig avbrudd og forhindre at mat blir ødelagt i fryserie om avbruddet er lengre enn batterikapasiteten.
Personssikkerhet (ansatte)			HMS-gevinst ved at personell kan stresse mindre med å reparere feil i nettet, da kunden har forsyning. Mindre stress og press gir bedre sikkerhet.
Personssikkerhet (publikum)			Ingen konsekvens.
Miljøvirkninger			Det er tørrstoff i batteriene så ingen fare for lekkasjer. Nettstasjonen er større enn den gamle, men tiltak vil bli utført for å minimere visuell forurensning.
Kost/nytte-indikatorer (detaljert)			
Parameter	Score	Enhet	Kommentar
Investeringskostnader	1,5 mill	kr	Batteripakke og montasje.
Drift og vedlikehold	Noe	-	Levetid på 10 år på batteriet.
Tapskostnader	-	-	Ingen virkning av betydning.
KILE	42000	kr	Reduserte KILE-kostnader. Eksempel fra 2015.
SAIFI	0	-	Ingen virkning på feilfrekvensen.
SAIDI reduksjon	24	timer	Batteriet kan dekke behovet i 24 timer ved maks forbruk.
Responstid på kundesvar			BKK Nett vil nå vite om avbrudd og kan kontakte eller svare på spørsmål fra kunde.

Vedlegg 3 Kost/nytte-vurdering for Fedje

Kost/nytte-vurdering			
<p><i>Målsetting med tiltaket:</i> Installasjon av fjernstyrte brytere primært for å redusere antall kunder berørt av feil og varigheten av feil for de berørte.</p>			
<p><i>Risikovurdering økonomi:</i> Tiltaket gir en kostnadseffektiv reduksjon av KILE-kostnadene. Ved varige feil vil metoden redusere seksjoneringstiden.</p>			
Kost/nytte-aspekter (aggregert)			
Parameter	Score	Enhet	Kommentar
Økonomi	God		Redusere avbruddskostnader. Utsette kostnader for omlegging fra luftnett til kabel. Reduserte kostnader knyttet til veksling mellom sjøkabler som forsyner øya i fase 2. Brytere som er installert kan gjenbrukes andre steder når koblingsstasjon er bygget (fase 3).
Pålitelighet - KILE		Pr. tilfelle	Reduserte KILE-kostnader.
Spenningskvalitet	God	Pr. tilfelle	Raskere utkobling av situasjoner med fasebrudd i lavspenningsnettet, men siden antall fasebrudd i LV er lavt, er personsikkerhetsargumentet i forhold til fasebrudd mye viktigere.
Kundeservice	God		Raskere respons på avbrudd, fører til økt kundetilfredshet
Personsikkerhet (ansatte)			HMS-gevinst ved at personell ikke behøver å reise ut på Fedje i dårlig vær for å koble brytere.
Personsikkerhet (publikum)			Raskere lokalisering av feil i lavspenningsnett og særlig fasebrudd, vil gi økt personsikkerhet. Til dels vil denne gevinsten kunne være i form av redusert sannsynlighet for tredjeparts berøring av spenningsførende anleggsdeler, dels vil gevinsten være i form av redusert brannfare i boliger vedrørende f.eks. fasebrudd hvor vernet ikke løser ut.
Miljøvirkninger			Redusert behov for reising/transport til Fedje.
Kost/nytte-indikatorer (detaljert)			
Parameter	Score	Enhet	Kommentar
Investerings-kostnader	X	kr	4 brytere og arbeidstid (brytere er enkle å flytte og kan "gjenbrukes" andre steder i nettet).
Drift og vedlikehold	Noe	-	Reduserte kostnader pga. reduserte reisekostnader.
Tapskostnader	-	-	Ingen virkning av betydning.
KILE	X	kr	Reduserte KILE-kostnader.
SAIFI	0	-	Ingen virkning på feilfrekvensen.
SAIDI reduksjon	20	timer	Et eksempel hvor forsyning ble gjenopprettet etter 12 minutter, hvor alternativt avbrudd uten fjernstyrte brytere kunne være oppe i 20 timer.
Responstid på kundesøknader			Ikke relevant.

Vedlegg 4 Kost/nytte-vurdering for Eksingedalen

Kost/nytte vurdering			
<p><i>Målsetting med tiltaket:</i> Installasjon av FLISR-løsning primært for å redusere antall kunder berørt av avbrudd (automatisk innkobling) og varigheten av avbrudd (raskere lokalisering av feil).</p>			
<p><i>Risikovurdering økonomi:</i> Tiltaket gir reduksjon av avbruddskostnadene. KILE-kostnadene reduseres med ca. 90% når tiltaket hovedsakelig omfatter kunder i sluttbrukekategorien "Husholdning", sammenlignet med det å ikke gjennomføre tiltaket. Ved varige feil vil metoden redusere seksjoneringstiden. Ved forbigående feil som medfører vellykket GIK muliggjør metoden å igangsette befaringer omkring feilstedet for å se etter og eventuelt reparere/skifte ut komponenter som kan svikte forbigående på nytt eller varig.</p>			
Kost-nytte aspekter (aggregert)			
Parameter	Score	Enhet	Kommentar
Økonomi	Middels		Redusere avbruddskostnader, men denne er i utgangspunktet lav. Utsette kostnader for reinvesteringer i nettet.
Pålitelighet - KILE	90	%	Reduserte KILE-kostnader for feil
Spenningskvalitet	Middels	Pr.tilfelle	Raskere utkobling av situasjoner med fasebrudd i lavspenningsnettet, men siden antall fasebrudd i LV er lavt, er personsikkerhetsargumentet i forhold til fasebrudd mye viktigere.
Kundeservice	God		Raskere respons på avbrudd, fører til økt kundetilfredshet
Sårbarhet			Ikke relevant
Personsikkerhet (ansatte)	God		Det forventes at tiltaket medfører bedre personsikkerheten til eget personell. Feil i Eksingedalen er typisk i dårlig vær og å sende mannskaper ut i dårlig vær er alltid forbundet med risiko for uhell. Feilstedet blir lettere å finne og mindre tid brukes på feilsøking. Færre blir berørt av feil og dermed blir presset for å få reparert feilen mindre – lettere å utsette reparasjon til vær-situasjonen har blitt bedre.
Personsikkerhet (publikum)	God		Raskere lokalisering av feil i lavspenningsnett og særlig fasebrudd, vil gi øket personsikkerhet. Til dels vil denne gevinsten kunne være i form av redusert sannsynlighet for tredjeparts berøring av spenningsførende anleggsdeler, dels vil gevinsten være i form av redusert brannfare i boliger vedr f.eks. fasebrudd hvor vernet ikke løser ut.
Miljøvirkninger			Ikke relevant
Omdømme/PR			Se kundeservice
Kost-nytte indikatorer (detaljert)			
Parameter	Score	Enhet	Kommentar
Investeringskostnader	3	Mill. kr	Komponenter og manntimer
Drift og vedlikehold	20	1000 kr	Reduserte kostnader pga. reduserte reisekostnader og feilsøkingstider (med 6 manuelle koblinger unngått)
Tapskostnader	-	-	Ingen virkning av betydning.
KILE	90	%	Reduserte KILE-kostnader for feil
SAIFI	0	-	Ingen virkning på feilfrekvensen.
SAIDI reduksjon		timer	De som ikke er berørt av feilen vil bli oppleve ms med avbrudd, mens de i feilbefengt område må avvente reparasjon. Feilsted vil bli raskere lokalisert.
Responstid på kundeservice			Nettsentralen får bryterstatus fra FLISR-løsning og vet hvilke områder som er strømløse. Dette kan redusere responstid på henvendelser



Teknologi for et bedre samfunn

www.sintef.no