

Sluttrapport – IDE-prosjektet



Sluttrapport – IDE-prosjektet

Storskala demonstrasjon av fremtidens fleksible og digitale distribusjonsnett

Saksnummer: 18/15727

Trondheim 16. februar 2025

Svein Erik Thorsen og Magnar Bjørk

Innholdsfortegnelse

1	Sammendrag	3
2	Beskrivelse av prosjektet.....	4
2.1	<i>Bakgrunn</i>	4
2.2	<i>Prosjektets ambisjoner, deltakere og arbeidspakker.....</i>	4
2.3	<i>Mål og leveranser</i>	6
3	Resultater og måloppnåelse.....	7
3.1	<i>Innledning.....</i>	7
3.2	<i>Resultater og måloppnåelse for de ulike arbeidspakkene i prosjektet</i>	7
	Arbeidspakke 1 - Prosjektledelse og arbeidspakke 4 - Formidling og resultatspredning.....	8
	Arbeidspakke 2.1 - Måling, datahåndtering, interoperabilitet og standarder	8
	Arbeidspakke 2.2 - Metodikk for analyse og dokumentasjon, inkludert virtuell nettmodell.....	9
4	Viktige erfaringer og funn fra prosjektet.....	17
4.1	<i>Innledning.....</i>	17
4.2	<i>Prosjektledelse og administrasjon</i>	17
4.3	<i>Økonomi</i>	18
4.4	<i>Teknologi og løsninger.....</i>	19
5	Videre planer	20

1 Sammendrag

IDE-prosjektet er et storskala demonstrasjonsprosjekt som har hatt en hovedambisjon om å etablere og gjennomføre et fyrtårnprosjekt for Smartgridløsninger i stor skala. Prosjektet har vært tuftet på fire fundamenter:

1. Å kapitalisere på erfaringer og resultater og skape serieinnovasjon fra tidligere forskning- og utviklingsprosjekter som er gjennomført i regi av Smartgridsenteret, NTNU og nettselskaper under paraplyen Demo Norge.
2. Å gjennomføre fire autonome og komplementære arbeidspakker for å demonstrere teknologier og løsninger på utfordringer som norske nettselskaper må håndtere for å ivareta langsiktige utviklingstrekk i energisystemet.
3. Å sikre effektiv kunnskapsdeling og resultatspredning, både mellom konsortiedeltagerne og til andre nettselskaper og leverandører i bransjen ellers.
4. Å sikre kostnadseffektiv og risikodempende prosjektgjennomføring med delt innsats og delte gevinster, der hvert deltakende nettselskap får «tilgang til n:n del av gevinstene med 1:n dels innsats».

Prosjektet ble gitt tilsagn om støtte fra ENOVA sitt program for *Storskala demonstrasjon av fremtidens energisystem* i januar 2019, og er gjennomført av et konsortium bestående av Smartgridsenteret i Trondheim som prosjekteier og prosjektleder, sammen nettselskapene BKK, Elvia, Tensio TN, Glitre Nett, Lede og Norgesnett, samt NTNU og EPOS Consulting.

Prosjektet har hatt som mål å utvikle og verifisere løsninger på *problemer og utfordringer som er reelle, økende over tid og gjelder for alle nettselskaper i Norge*, og har over en prosjektperiode på nærmere seks år produsert og levert unike resultater som er nærmere beskrevet i denne rapporten.

2 Beskrivelse av prosjektet

2.1 Bakgrunn

I april 2018 publiserte The Norwegian Smartgrid Centre (Smartgridsenteret i Trondheim) en rapport, *Strategisk videreutvikling av Demo Norge*¹. Rapporten presenterer resultater fra en gapanalyse som ble gjort av FoU-D strategien Smartgridsenteret hadde utviklet i 2014. Hensikten med gapanalysen var å kartlegge status for resultater fra test- og demonstrasjonsprosjekter i regi av Demo Norge, sett opp mot ambisjoner og mål i den nevnte FoU-D strategien. Gapanalysen ble deretter supplert med spørreskjema og intervjuer med utvalgte energi- og nettselskaper for å øke presisjonsnivået i analysen. Rapporten konkluderte blant annet med følgende anbefaling:

«

Med bakgrunn i gapanalysen og resultatene fra intervjuene foreslås det at nye pilot-/demoprojekter på kort sikt, dvs. som startes innen 2 år, prioriteres innen følgende overordnede områder:

1. Videreutvikling og kostnadseffektivisering av strømnettet
2. Fleksibilitet i nettet og på sluttbrukersiden
3. Digitalisering og systemintegrasjon

Dette er relativt brede områder, men vi mener at aktørene selv må jobbe fram gode prosjekter og konsortier for gjennomføring, og da ønsker vi ikke være for smale i det som pekes på i dette dokumentet. Prosjektutviklingsprosessen for prosjekter på kort sikt, bør vektlegge kost-/nyttevurderinger og skalapotensialer. Til hjelp i prosessen, har vi utarbeidet en liste med prosjektideer innen de tre nevnte områdene i avsnittet over som eksempler, hvor vi har vektlagt testing av teknologi som har høyt TRL-nivå i stor skala. Vi håper at denne listen kan bli brukt som en inspirasjon og starthjelp i arbeidet med å videreutvikle Demo Norge strategisk. Vi tror at potensialet er stort for å høste gevinster ved oppskalert testing av ny teknologi med høyt teknologisk modenhetsnivå

»

Med utgangspunkt disse anbefalingene tok Smartgridsenteret i 2018 initiativet til å utvikle IDE-prosjektet som er beskrevet i denne sluttrapporten.

2.2 Prosjektets ambisjoner, deltakere og arbeidspakker

IDE-prosjektet har vært et demonstrasjonsprosjekt for å verifisere bruk av Smartgridrelatert teknologi og løsninger i stor skala.

Prosjektet fikk tilsagn om støtte fra Enova-programmet *Storskala demonstrasjon av fremtidens energisystem* i januar 2019. Prosjektet er gjennomført i et konsortium der Smartgridsenteret har vært prosjekteier og ansvarlig søker overfor Enova. Øvrige deltakere i konsortiet bestod opprinnelig av nettselskapene BKK Nett, Eidsiva Nett, Hafslund Nett, NTE Nett, Agder Energi Nett, Norgesnett og Skagerak nett, samt NTNU og EPOS Consulting. I løpet av prosjektperioden har det gjennomført flere fusjoner og navneendringer, der Eidsiva Nett og Hafslund Nett er fusjonert i Elvia, Agder Energi

¹ Strategisk videreutvikling av Demo Norge for smartgrids (2018). Rapport utarbeidet av Smartgridsenteret ved input fra 15 nettselskaper, Statnett og 4 markedsselskaper.

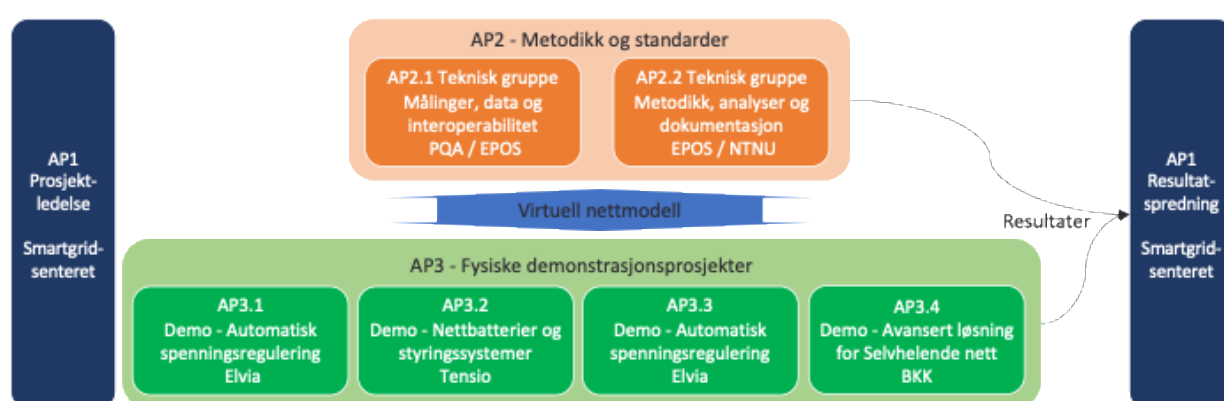
Nett og Glitre Energi Nett er fusjonert i Glitre Nett. NTE Nett og Skagerak Nett har skiftet navn til henholdsvis Tensio TN og Ledet.

Hovedambisjonen med IDE-prosjektet har vært å etablere et fyrtårnprosjekt for demonstrasjon av Smartgridløsninger i stor skala. Hensikten har vært å bidra til utvikling av et digitalt, mer fleksibelt og mer kostnadseffektivt distribusjonsnett i Norge. Prosjektet har bestått av ledende nettselskaper som representerer mer enn halvparten av nettet, nettkapitalen og strømkundene i Norge. Potensielle nytteverdier og potensialer for oppskalering av teknologi for nettselskapene og kundene i et slikt prosjekt er derfor store.

IDE-prosjektet er utviklet på fire fundament:

5. Å kapitalisere på erfaringer og resultater og skape serieinnovasjon fra tidligere forskning- og utviklingsprosjekter som er gjennomført i regi av Smartgridsenteret, NTNU og nettselskaper under paraplyen Demo Norge.
6. Å gjennomføre fire autonome og komplementære arbeidspakker for å demonstrere teknologier og løsninger på utfordringer som norske nettselskaper må håndtere for å ivareta langsiktige utviklingstrekk i energisystemet.
7. Å sikre effektiv kunnskapsdeling og resultatspredning, både mellom konsortiedeltagerne og til andre nettselskaper og leverandører i bransjen ellers.
8. Å sikre kostnadseffektiv og risikodempende prosjektgjennomføring med delt innsats og delte gevinster, der hvert deltakende nettselskap får «tilgang til n:n del av gevinstene med 1:n dels innsats».

Prosjektet har vært organisert med fire hovedarbeidspakker som er vist i figuren nedenfor.



Figur 1 - Oversikt over og sammenheng mellom arbeidspakkene i prosjektet.

2.3 Mål og leveranser

Det overordnede målet med prosjektet har vært å demonstrere ny teknologi og digitale løsninger i stor skala, å måle og verifisere hvordan de fungerer, samt å synliggjøre og spre kunnskap om nytteverdier og skalapotensialer i distribusjonsnettet i Norge.

Prosjektets hovedleveranse har vært å utvikle en *<standardisert verktøykasse med verifiserte Smartgridløsninger>*. Sammen med utvikling av *<felles og harmonisert metodikk for prosjektutvikling, analyser og dokumentasjon>*, har dette bidratt til et teknologiløft som ingen nettselskaper i Norge ville ha klart å gjøre på egenhånd.

Et viktig mål i prosjektarbeidet har vært å synliggjøre områder og utfordringer i nettet der bruk av ny teknologi i stor skala kan være kostnadseffektive alternativer til konvensjonell utbygging og forsterking i distribusjonsnettet.

Behovet for å demonstrere slike løsninger i stor skala har flere begrunnelser. Det norske distribusjonsnettet er konvensjonelt, lite fleksibelt og har, i motsetning til sentral- og regionalnettene, i liten grad løsninger for fjernmåling, -overvåking og styring. I perioden 2016-2026 hadde nettselskapene varslet investeringer på 140 MRD kroner i nybygging og reinvesteringer, hvorav en stor andel er knyttet til distribusjonsnettet. I et systemperspektiv er det derfor svært viktig å demonstrere løsninger i stor skala slik at nye teknologier og systemer blir reelle alternativer til konvensjonelle løsninger. De nye løsningene må imøtekomme sentrale utfordringer som:

- At vi har et aldrende og relativt svakt distribusjonsnett med økende spennings- og effektproblematikk.
- Elektrifisering som virkemiddel til reduserte klimautslipp, spesielt innenfor transportsektoren
- Interoperabilitet mellom eksisterende og nye IKT-løsninger, for å sikre at data kan utveksles mellom systemer på en kostnadseffektiv måte, og at data som utveksles kan utnyttes til å effektivisere arbeidsprosesser internt i nettselskapene og mot sluttkundene.
- Design og utvikling av smarte, elektrotekniske komponenter og løsninger med sterk vekt på bruk av anerkjente standarder i utvikling og implementering, for å ta ned kostnader og avhengighet av enkeltleverandører.

Rapporten, *Strategisk videreutvikling av Demo Norge*, pekte på at nettselskapene har et sterkt behov for å komme høyere opp i TRL-skala i demonstrasjonsprosjekter, slik at løsninger raskt / raskere kan tas i bruk og skaleres opp i distribusjonsnettet.

Prosjektet har derfor hatt som mål å utvikle og verifisere løsninger på *problemer og utfordringer som er reelle, økende over tid og gjelder for alle nettselskaper i Norge*. Ny teknologi og nye løsninger vil i mange tilfeller, og i voksende grad, utgjøre kostnadseffektive alternativer til konvensjonelle tiltak i nettet. Mangel på erfaringer og opplæring knyttet til prosjektering, implementering og drift, samt manglende synliggjøring av kost-nytteverdier, er imidlertid en stor barriere mot oppskalering og utbredelse av ny teknologi i nettselskapene på nasjonalt nivå.

Praktisk uttesting og demonstrasjon i stor skala er derfor helt nødvendig for å fjerne slike barrierer.

3 Resultater og måloppnåelse

3.1 Innledning.

Det overordnede målet med prosjektet har vært å demonstrere ny teknologi og digitale løsninger i stor skala, å måle og verifisere hvordan løsningene fungerer, samt å synliggjøre nytteverdier og potensialer for oppskalering i distribusjonsnettet i Norge.

Prosjektet har hatt høy grad av måloppnåelse i forhold til målsettingene i prosjektsøknaden og resultatene er gjennomgående svært gode. Følgende suksessfaktorer og sentrale resultater er:

1. Et komplementært og robust konsortium med Smartgridsenteret som prosjekteier og ansvarlig søker. Konsortiet har gjennom seks år håndtert ulike endringer og utskiftinger av arbeidspakkeledere uten at det har gått på bekostning av fremdrift og resultater.
2. Et godt og harmonisert samarbeid mellom arbeidspakkene for å utvikle felles metodikk for prosjektutvikling, analyser og dokumentasjon.
3. Fokus på å løse problemer og utfordringer som er reelle, økende og som gjelder for alle nettselskaper i Norge
4. Autonome, komplementære og godt dokumenterte arbeidspakker, som har vært uavhengige av fremdrift og eventuelle forsinkelser i andre arbeidspakker.
5. Arbeidsfilosofien og samarbeidsmodellen om delt innsats og delte gevinster, har ført til at deltakende nettselskaper har fått «n:n av gevinstene med 1:n av innsatsen», samt en kostnadseffektiv prosjektgjennomføring og svært god resultatspredning.
6. Denne samarbeidsmodellen har i tillegg bidratt til å generere synergier, sekundæreffekter og ringvirkninger ut over forventede resultater. Eksempler på dette er rask utvikling-, kommersialisering- og skalering av ny teknologi, utvikling av nye forretningsmodeller, og digitalisering av samhandlingsprosesser mellom nettselskap, kunder og leverandører.

3.2 Resultater og måloppnåelse for de ulike arbeidspakkene i prosjektet

Organisering av prosjektet og de ulike arbeidspakkene er vist i figuren nedenfor.



Figur 2 - organisering av prosjektet.

Arbeidspakke 1 - Prosjektledelse og arbeidspakke 4 - Formidling og resultatspredning

Smartgridsenteret tok vinteren 2018 initiativet til å utvikle et storskala demonstrasjonsprosjekt, der hensikten var å understøtte anbefalingene og ambisjonene i en ny plan for *Strategisk videreutvikling av Demo Norge*, som ble publisert i april 2018. Samtidig lynte Enova ut et nytt, stort støtteprogram, *Storskala demonstrasjon av fremtidens energisystem*.

Smartgridsenteret etablerte raskt en intensjonsavtale med Statnett og nettselskapene BKK Nett, Eidsiva Nett, Hafslund Nett, NTE Nett, Agder Energi Nett, Norgesnett og Skagerak nett, og leverte en søknad om prekvalifisering 27. april 2018. Søknaden om prekvalifisering ble antatt og til endelig søknad om prosjektstøtte ble det, etter at Statnett hadde trukket seg, etablert et konsortium med Smartgridsenteret som prosjekteier og ansvarlig søker, de syv nettselskapene, samt NTNU og EPOS Consulting. I korte trekk ble søknaden levert i slutten av november 2018 og tilsagn om støtte fra Enova på kr. 25.070.000 innvilget i januar 2019, mindre 9 måneder etter søknad om prekvalifisering og arbeidet med utvikling av prosjektet startet opp.

Smartgridsenteret sin rolle som prosjekteier, ansvarlig søker og prosjektkoordinator har gitt følgende hovedresultater:

1. Etablert et stort samarbeidsprosjekt bestående av ledende nettselskaper som samlet sett omfatter +/- 50% av norske nettselskapers nettvirksomhet, kundemasse og bokførte verdier.
2. Utviklet en samarbeidsmodell med «delt innsats og delte gevinster», som i praksis har ført til at hvert deltakende nettselskap får «tilgang til n:n av gevinstene med 1:n dels innsats».
3. Utviklet og felles og harmonisert metodikk for prosjektutvikling, analyser og dokumentasjon som kan gjenbrukes til utvikling av nye prosjekter i regi av Smartgridsenteret / medlemmene.
4. Bidratt til gjennomføring av prosjektet omtrent innenfor planlagte tids- og kostnadsrammer. Etter godkjenning fra Enova, ble prosjektavslutning utsatt ca. 6 måneder for å få hentet ut tilleggsresultater fra flere igangsatte piloter.
5. Etablering av et samarbeidsprosjekt med REN om standardisering, utvikling av REN-blader, opplæring og nye planleggingsverktøy, for å sikre kompetanseutvikling og skalering av løsninger.
6. Prosjektet har benyttet Smartgridsenteret sitt rammeverk for formidling og resultatspredning, gjennom rapporter, publikasjoner, webinarer, seminarer, konferanser og nettverk.

Prosjektet har pågått i seks år fra tilsagn om støtte i januar 2019 til januar 2025. Gjennom prosjektet er det utviklet flere innovasjoner, både tekniske, kunnskapsmessige og prosessrelaterte. I regi av Smartgridsenteret har erfaringer og resultater vært formidlet gjennom en rekke webinarer, publikasjoner og presseoppslag gjennom disse årene.

Arbeidspakke 2.1 - Måling, datahåndtering, interoperabilitet og standarder

For å håndtere måling og verifisering av de fire arbeidspakkene for fysisk demonstrasjon er man avhengig av at eksisterende data i systemer hos nettselskapene kan utnyttes og tolkes på en effektiv måte. Samtidig har innhenting av data fra sensorer og måleinstrumenter, og i ulik grad fra løsningene fra leverandører, vært viktig.

Ansvaret til denne arbeidspakken har dels vært å sikre at man skulle kunne håndtere data på en god måte i de fysiske demonstrasjonene. Arbeidspakken har videre hatt ansvar for å dokumentere erfaringer med innhenting, overføring, lagring og utveksling av data mellom ulike løsninger ute i nettet og systemer internt i nettselskapene. En annen viktig oppgave for arbeidspakken har vært å dokumentere erfaringer og funn knyttet til måling og datainnsamling, standarder og rammeverk, samt interoperabilitet mellom ulike systemer. Dette er et viktig grunnlag for å fjerne ulike barrierer mot videre oppskalering av løsninger for måling, innsamling, lagring og utveksling av data.

Arbeidsgruppen har produsert følgende leveranser:

- Notat om spesifisering av målebehov og instrumentering i IDE-prosjektet, 2020
- Notat om instrumentering av demoer i IDE-prosjektet, 2021

Arbeidspakke 2.2 - Metodikk for analyse og dokumentasjon, inkludert virtuell nettmodell

Denne arbeidspakken har hatt ansvar for å sikre at prosjektutvikling, analyser, dokumentasjon og rapportering i prosjektet blir foretatt på harmoniserte og like formater. Hensikten med dette er at all dokumentasjon, synliggjøring av nytteverdier og resultatspredning skal kunne gjennomføres effektivt og rasjonelt for demonstrasjonsprosjektet som helhet. Arbeidspakken har også hatt ansvar for at maler og rutiner er blitt utarbeidet, drøftet, omforent og forankret i de ulike arbeidspakkene, slik at dette grunnlaget kan gjenbrukes av Smartgridsenteret og medlemmene har i nye demonstrasjonsprosjekter i Senterets eller partnernes regi.

Arbeidspakken har også hatt en ambisjon om å utvikle en analysemodell for et virtuelt forsyningsområde. Denne skulle baseres på at modellering av de fire fysiske demoene og skulle sammenstilles til en aggregert og virtuell modell. I en slik modell kunne man så simulere samspill og synergier mellom teknologier som om de var plassert i samme nett. Visjonen om en slik simuleringsmodell (lastflytmodell) lot seg ikke realisere i praksis siden teknologiene i IDE-prosjektet ble testet i så svake nett at simuleringsmodellen krevde bruk av usymmetriske lastflytanalyser. Slike verktøy var ikke tilgjengelige i nettselskapenes datasystemer som umuliggjorde slike simuleringer.

Arbeidsgruppen har produsert følgende leveranser:

- Metodikk og veileder for Prosjektutvikling og gjennomføring av kost: nytteanalyser i Smart Grid-relaterte prosjekter
- Mal for prosjektdokumentasjon i Smartgridrelaterte prosjekter
- Prosjektoppgave NTNU: Sofia Jøssang Kerchaoui, Sofie Morud Vågen, *Digital tvilling for storskalademonstrasjonsprosjekt vedrørende intelligente distribusjonsnett*
- Masteroppgave NTNU: Sofia Jøssang Kerchaoui, *Digital tvilling for storskala demonstrasjonsprosjekt vedrørende intelligente distribusjonsnett – med vekt på modellering av automatisk trinnkobler- og batteristyring i svake distribusjonsnett*
- Masteroppgave NTNU: Sofie Morud Vågen, *Digital tvilling for storskala demonstrasjonsprosjekt vedrørende intelligente distribusjonsnett*

Arbeidspakke 3.1 – Elvia: Demonstrasjon av automatisk spenningsregulering av fordelingstransformatorer

Driften av distribusjonsnettene blir stadig mer dynamisk og komplekst og krever større grad av automatisk regulering. Elvia har opplevd at spenningen går opp når en kunde mater inn strøm fra f.eks. solcelleanlegg, særlig når nettet er svakt, og dagens nett er ikke designet for dette.

Forskrift om leveringskvalitet i kraftnettet (FoL) gir spesifikke spenningskrav hos kunden. Forbruk / impedans fører til spenningsfall fra transformator til kunde, særlig i svake nett. FoL krever at linjespenningen hos alle ordinære privatkunder forsynt fra IT-nett, uansett hvor de er lokalisert i nettet, er 230 V +/- 10% (1 minutt RMS-verdi). I tillegg er det en del andre FoL-krav som definerer tillatte spenningsavvik for andre spenningsfenomen.

Nettstasjonene i dag driftes med manuell trinnkobler på fordelingstransformatoren. Det vil si at en montør må ut fysisk og stille på trinnene til transformatoren for å endre hvilken stilling trinnkobleren står i. Dette gjøres svært sjelden i dag, og skjer i hovedsak kun når Elvia får beskjed om en spesiell situasjon eller ved varige endringer i belastningen (f.eks. sommer/vinter). Manuell endring av trinn på en ordinær fordelingstransformator kan ikke gjøres med last/kunder påkoblet transformatoren, dermed innebærer handlingen som regel at alle underliggende kunder får avbrudd, som igjen medfører blant annet høyere SAIFI og SAIDI, samt avbruddskostnader for nettselskapet.

Målet for denne arbeidspakken har vært å demonstrere at fordelingstransformatorer med automatisk trinnkobler (OLTC) basert på AMS-data kan holde spenningen innenfor «Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet (FoL)», og på den måten realisere følgende delmål / nytteverdier (fra prosjektsøknaden):

- Unngå / utsette oppgraderinger i nettet / gi reduserte investeringsbehov
- Øke tilknytningskapasiteten (av både forbruk og produksjon)
- Øke kontroll i komplekse driftssituasjoner
- Sørge for mer effektiv drift av nettet (reduksjon av overføringstap i LV-nett)
- Sikrere drift av nettet (mindre manuelle prosesser/unngå avbrudd ved manuell trinning)

Måloppnåelsen og resultatene fra prosjektet er generelt sett gode og positive, men det er identifisert behov for å dykke dypere i enkelte problemstillinger.

- Raske skybevegelser medfører utfordringer når det kommer til å optimalisere tap og/eller ikke risikere for lav spenning i deler av nettet som er langt unna solproduksjonen. Årsaken er at endringene kan skje i løpet av sekunder og kan skje flere ganger i løpet av en time.
- Dette gir store differanser mellom maks og min spenning når det er sol, disse differansene får ikke OLTC gjort noe med.
- Et essensielt spørsmål man bør stille seg ved utvelgelse av lavspenningskretser egnet for OLTC, er å vurdere antallet solcellekunder (som trenger nedtrinning av spenning) mot antallet anlegg som får for lav spenning ved nedtrinning.

Det er skrevet en egen erfaringsrapport for Arbeidspakke 3.1 som beskriver prosjektets bakgrunn, teknologi, resultater, erfaringer og læring, samt videre planer. Rapporten er publisert på Smartgridsenteret side for rapporter og publikasjoner, sammen med to presentasjoner fra Webinar som er arrangert av Smartgridsenteret om temaet OLTC. Se: <https://smartgrids.no/rapporter/>

Arbeidspakke 3.2 – Tensio TN: Demonstrasjon av nettbatterier og styringssystemer

Bakgrunnen for denne arbeidspakken er et ønske om å finne alternative løsninger til nettutbygging for å løse utfordringer i strømmettet, både i lavspenningsnettet og på høyere spenningsnivå. I lavspenningsnettet ser Tensio og flere nettselskap en økende grad av spenningsutfordringer som følge av faseubalanse, store laster som slår inn/ut samtidig på prissignal og ikke minst en stadig større andel distribuert produksjon. Lignende utfordringer ser vi også i høyspenningsnettet langs kysten og i grisgrendte strøk hvor elektrifisering av ferger, havbruk, biler og tungtransport, samt utvikling av ny industri er dyrt og utfordrende på grunn av langstrakt og svakt distribusjonsnett.

Arbeidspakke 3.2 ble startet opp høsten 2019, som en av fire arbeidspakker i storskalaprojektet IDE. Prosjektet har hatt stort omfang, lang tidshorisont og har gitt oss mange lærerike erfaringer underveis. Ved starten av prosjektet hadde vi mange tanker om hva vi trodde et batterisystem kunne utrette i strømmettet, men begrenset kunnskap om hva som faktisk var mulig, og dette bærer nok både prosjektsøknaden og de opprinnelige målene vi satte oss noe preg av.

Formålet med prosjektet har vært å demonstrere og synliggjøre effekter og nytteverdier av teknologi og løsninger som er beskrevet i kapittel 3 teknologibeskrivelse.

Hovedmålene har vært (fra prosjektsøknaden):

- A: Unngå investeringer utløst av spenningsproblematikk
- B: Redusere antall spenningsklager
- C: Øke kortslutningsverdier
- D: Redusere KILE-kostnader
- E: Redusere nett-tap

Måloppnåelsen og resultatene fra prosjektet har vært svært gode på enkelte områder, mens forventningene har måttet nedjusteres på andre områder.

Nedenfor er hvert av målene som ble satt ved starten av prosjektet listet opp, med kommentarer over hvilke resultater som er oppnådd sammenlignet med disse.

A: Unngå investeringer utløst av spenningsproblematikk

- LS-nett: Antall spenninger under FoLs nedre grense på 207 V er betraktelig redusert etter montasje av batterisystem i lavspenningsnettet.
- HS-nett: Klarer å heve spenningen betraktelig uten å tømme batteriet ved å bruke omformerne til å kompensere reaktivt. I praksis gjøres dette ved å lade opp batteriene ved en lav effektfaktor (0,2), og lade ut ved en høyere effektfaktor (0,7). Prosjektet i HS-nettet er for øv
- Vi mener resultatene viser at de alternative løsningene som er demonstrert i dette prosjektet teknisk løser våre spenningsutfordringer på en like god måte som nettforsterknings-alternativet ville gjort. Samtidig har det vist seg utfordrende å «regne hjem» en slik løsning om man ikke har flere å fordele kostnaden på.

B: Redusere antall spenningsklager

- Lite tallgrunnlag på konkrete spenningsklager. Vi bestemte oss også tidlig i prosjektet for at man burde finne demo-områder hvor vi hadde utfordringer, men hvor det ikke var så ille at vi hadde konkrete klager.

- Resultater fra prosjektet viser at man både kan styre spenningen i et større nettområde ved hjelp av et batterisystem, samt gå inn å løse spenningsutfordringer lokalt i trafokretser permanent eller midlertidig. Med andre ord tyder mye på at man kan bruke slike løsninger til å forebygge og-/eller utbedre spenningsproblemer, og dermed redusere antall spenningsklager.

C: Øke kortslutningsverdier

- Ikke testet i felt. Nytteverdi antas å være liten. Begrenses av blant annet omformerytelse og C-rate på batterier.

D: Redusere KILE-kostnader

- Å bruke batterisystem som eneste reserve i et større nettområde vil være urealistisk, blant annet grunnet problematikk mht. kortslutningsstrøm og vern. Det som derimot kan være mulig, er å bidra med spenningsstøtte for å opprettholde forsyning til områder man ellers ikke kunne forsynt pga. spenningsfall.

E: Redusere nett-tap

- Både testresultater og simuleringer tyder på at det er et potensiale for å redusere nett-tap samtidig som man yter spenningsstøtte. Teorien er at man ved å mate «riktig» mengde reaktiv effekt inn på nettet, vil redusere den reaktive flyten på avgangen og dermed redusere tapene.

Ett resultat fra denne arbeidspakken, som er unikt, er at batteriinstallasjonen i HS-nettet er gjennomført i en nyutviklet forretningsmodell. Her leier Tensio TN leier et batterisystem 1 MW / 1 MWh fra Peak Shaper, som benytter Pixii som underleverandør av teknologien. Peak Shaper vant Smartgridsenterets innovasjonspris i 2023.

Det er skrevet en detaljert erfaringsrapport for Arbeidspakke 3.2 som beskriver prosjektets bakgrunn, teknologi, resultater, erfaringer og læring, samt videre planer. Rapporten er publisert på Smartgridsenteret side for rapporter og publikasjoner, sammen med én presentasjon fra IDE-prosjektets avslutningskonferanse. Se: <https://smartgrids.no/rapporter/>

Arbeidspakke 3.3 – Elvia: Demonstrasjon av nettbatterier og bilaterale avtaler for forbrukerfleksibilitet

Tidligere Eidsiva Nett gjennomførte i 2018 prosjektet KAFFI i samarbeid med Thema Consulting, der målet var å kartlegge behov og potensial for aktivisering av lokal fleksibilitet i distribusjonsnettet. Kartleggingen omfattet bruk av alternative løsninger for 17 spesifiserte transformator-kretser med sammensatte utfordringer (overlast på transformator, overlast ledere, spenningsfall mer enn 10 %) i distribusjonsnett 10 år fram i tid. Analysene viste blant annet at dette kunne gi en besparelse på 75 % i forhold til tradisjonelle tiltak i nettet. For de 17 kretsene ville det innebære en besparelse på 9 MNOK i denne perioden.

Resultatene fra KAFFI dannet grunnlag for utviklingen av Arbeidspakke 3.3 (også kalt BattFlex), et prosjekt med høy innovasjonsgrad som utgjør en av fire arbeidspakker i IDE-prosjektet, for fysisk demonstrasjon av ny teknologi i distribusjonsnettet. Formålet med arbeidspakke 3.3 har vært å demonstrere og synliggjøre effekter og nytteverdier av nettbatterier i lavspenningsnettet sammen med bilaterale avtaler med sluttkundene. Hovedmålet i prosjektet har vært å verifisere at slike

løsninger kan bidra til å redusere problemer knyttet til spenningskvalitet i svake eller utsatte lavspenningsnett, mer kostnadseffektivt enn konvensjonell nettførsterking.

Prosjektet startet med installasjon og utprøving av to batterisystemer fra Pixii i lavspenningsnettet i Elvia (i forsyningsområdet til tidligere Eidsiva nett). Etter en testperiode viste det seg at kostnaden for å redusere effekttopper med denne teknologien var høy sett i forhold til konvensjonell nettførsterkning, særlig på grunn av kostnader knyttet til batteriet i løsningen. Det ble derfor besluttet å utvikle prosjektet i to retninger videre:

1. Utvikling av FBI – Forbedret batteri og boosterinstallasjon. Her var hensikten å teste at bruk av spenningsboostere i kombinasjon med multifunksjonelle batterisystemer, skulle redusere behov for og kostnader knyttet til energikapasitet i batterikomponenten. Arbeidet ble utført i samarbeid med leverandørene Pixii og Magtech og Energea. Her var innovasjonsfokus å benytte spenningsboostere fra Magtech i kombinasjon med batterisystemer fra Pixii, for å redusere behovet for batterikapasitet og dermed redusere total installasjonskostnad.
2. Utvikling av smarte varmtvannsberedere med nettvennlig aktivering av forbrukerfleksibilitet på sluttbrukersiden, i samarbeid med leverandøren OSO Hotwater. Her var innovasjonsfokus å demonstrere muligheter for energilagrings- og styringsmuligheter i varmtvannsberedere hos husholdningskunder. til å redusere effekttopper,

Hovedtrekk for resultater og måloppnåelse for de to delprosjektene beskrevet nedenfor:

FBI – Forbedret batteri og boosterinstallasjon:

Den overordnede forventningen har vært at løsningene som utprøves skal bidra til å redusere aktuelle spenningsproblemer mer kostnadseffektivt enn ved bruk av konvensjonell nettførsterking. Gjennom en spenningsbooster var det forventet at løsningen skal håndtere langvarige spenningsfall. Med batteriet var det forventet at løsningen både skal kunne ta raske spenningsvariasjoner og kunne avlaste nettet oppstrøms. Batterier kan også balansere de fasene, så nettet får bedre fasebalansering. Det var også forventet at løsningen skal:

- Håndtering av langsomme spenningsvariasjoner.
- Håndtering av raske spenningsvariasjoner.
- Avlaste nettet oppstrøms mot nærmeste nettstasjon.
- Raskere utrulling av prosjektets løsning enn tradisjonell reinvestering.
- En løsning som kan flyttes når prosjekt for reinvestering er ferdig modnet og utført.
- Utsatte investeringer i distribusjonsnettet vil gi besparelser for nettselskapet.

Måloppnåelsen og resultatene fra prosjektet er gode. Løsningen bidrar til å løfte spenning som antatt, men innfører samtidig andre typer forstyrrelser som kan bidra til at FOL-grenser overskrides. Det er særlig 4 faktorer som bidrar til dette:

- Styring av batteriet er ikke alltid rask nok til å håndtere de raskeste spenningsvariasjonene.
- Ved bortfall av last kan spenningen bli mer enn 10% høyere enn nominell spenning (mer enn 253V) fordi løsningen bruker for mye tid på å skru seg av.
- Magtech booster genererer overharmoniske spenninger, spesielt 3. harmoniske.
- Styring av batteriet kan tilsynelatende gjøre at det også blir mer flimmer enn det som grensene i FOL tillater.

Magtech fikk for øvrig Smartgridsenterets innovasjonspris for 2024, der Elvia sitt FBI-prosjekt kom på tredje plass.

Det er skrevet en detaljert erfaringsrapport for FBI i Arbeidspakke 3.3, som beskriver bakgrunn, teknologi, resultater, erfaringer og læring, samt videre planer. Rapporten er publisert på Smartgridsenteret side for rapporter og publikasjoner, sammen med én presentasjon fra IDE-prosjektets avslutningskonferanse. Se: <https://smartgrids.no/rapporter/>

Smarte varmtvannsberedere med nettvennlig aktivering av forbrukerfleksibilitet:

Bruk av konvensjonelle løsninger til å forsterke nettet for å løse problemer som overlast i fordelingstransformatorer og overlast og spenningsproblematikk i høy- og lavspennings linje- og kabelnett er normalt svært kostnadskrevende. Den overordnede forventningen har vært at smart styring av varmtvannsberedere skal bidra til å redusere slike problemer mer kostnadseffektivt, gjennom å kunne utnytte nåværende og fremtidige potensialer for forbrukerfleksibilitet.

- Smarte varmtvannsberedere installert hos sluttkunder, styrt med riktige parametere og algoritmer, vil bidra til reduksjon av effektbelastning og effekttopper, uten at dette medfører nedsatt komfort eller behov for egeninnsats fra kundene. Dersom beredere også styres på spenningsparametere vil de bidra til å redusere effekttopper uten at dette gir økt spenningsfall eller uheldige «rebound-effekter» i nettet. Utprøving av smarte beredere vil også bidra til praktisk erfaring med aktivisering av forbrukerfleksibilitet og bilateralt avtaleverk for dette formålet.
- AMS og AMS-data gir nøyaktig grunnlag for å analysere hvor tiltakene bør innrettes og hvordan de bør dimensjoneres for at de skal gi høyest nytteverdi, for å verifisere resultater, samt for å gi styringsparametere til teknologiene som utprøves.
- Digitalisering av kundeprosess for håndtering av bilaterale avtaler vil gi nytteverdier i form av prosesseffektivisering, digital dokumentasjonshåndtering, økt kundetilfredshet og økt samhandling med kundene. En digital kunde- og avtaleprosess vil ellers være grunnleggende for å gi oversikt over og sikre tilgang til forbrukerfleksibilitet i stor skala.

Måloppnåelsen og resultatene fra prosjektet er svært gode. Det er særlig tre faktorer som har skapt synergier og bidratt til dette:

- Prosjektutvikling: Forstudier og dialog med andre prosjekter i Norge og internasjonalt. RFI + konkurranse for nettbatterier, gjenbruk av prosess for smarte varmtvannsberedere. God forankring internt, også i linjeorganisasjonene, gjennom hele prosjektet.
- Leverandørsamarbeid og produktutvikling: Samarbeid med leverandører med relevant erfaring, samt gjennomføringsevne og forretningsmodell som sammenfalt med Elvias utviklingsmål
- Digital samhandling med kunder og leverandører: Digitalisering av prosesser for effektiv samhandling mellom Elvia, kunder og leverandører / installatører, samt digitalisering av prosess for håndtering av bilaterale avtaler med kundene

Elvia sitt prosjekt for Smarte varmtvannsberedere fikk Smartgridsenterets innovasjonspris i 2022

Det er skrevet en detaljert erfaringsrapport for Arbeidspakke 3.3, Smarte varmtvannsberedere. Denne beskriver bakgrunn, teknologi, resultater, erfaringer og læring, samt videre planer. Rapporten er publisert på Smartgridsenteret side for rapporter og publikasjoner, sammen med én presentasjon fra IDE-prosjektets avslutningskonferanse. Se: <https://smartgrids.no/rapporter/>

Arbeidspakke 3.4 – Demonstrasjon av avansert løsning for selvhelende nett

Leveringspåliteligheten for strømnettet i Norge er generelt sett svært høy og var i 2022 på 99,9899 %. Enkelte nettområder er imidlertid mer utsatt enn andre. Samtidig varierer konsekvensene av strømbrudd fra kunde til kunde. Gjennom reguleringsregimet påføres nettselskapene en kostnad for strømavbrudd, såkalt kvalitetsjustert inntektsramme for ikke levert energi (KILE), som er avhengig av hvilke kunder som er berørt og lengden på avbruddene. Både KILE og omdømme er sterke insentiver for nettselskapene til å opprettholde og forbedre leveringssikkerheten. For BKK har den årlige KILE vært på 30-40 MNOK de siste årene og det er ønskelig å utforske tiltak for å kunne redusere disse kostnadene på en lønnsom måte.

Dagens distribusjonsnett er i liten grad automatisert. Selv om bruken av sensorer og fjernstyring i distribusjonsnettet er økende, er en stor andel av oppdelingspunktene manuelt betjente og krever at en faglært energimontør reiser ut for å fysisk gjøre omkoblinger i nettet. Med fjernstyrte brytere kan bryterne styres fra driftssentralen og responstiden kan gå ned fra timer til minutter eller sekunder. Legger man automatikk på toppen av dette, vil responstiden reduseres ytterligere, spesielt i større feilsituasjoner med flere samtidige feil og følgefeil.

Ved hendelser som medfører varige strømbrudd gjennomføres de samme hovedstegene for å få strømmen raskest mulig tilbake til flest mulig. Først lokaliserer feilen, deretter isoleres feilstedet ved å koble bort den delen av nettet der feilen har oppstått, før man kan gjenopprette forsyningen til den delen av nettet som er friskt. Når man automatiserer denne prosessen omtales den gjerne som «FLIR» (fault location, isolation and service restoration) eller «selvhelende nett».

Formålet med arbeidspakken for selvhelende nett har vært å demonstrere og synliggjøre effekter og nytteverdier av automatisert feilhåndtering. Hovedmålet har vært å verifisere hvordan slike løsninger kan bidra til å redusere avbruddstid (ved strømbrudd) og KILE. I utgangspunktet (fra prosjektsøknaden) var planen å vurdere potensialer for følgende:

- Redusert nettap
- Redusert behov for installering av energilager i nett-strukturen
- **Godt omdømme hos kundene***
- **Minimalisert nedetid for kritiske kunder, og dermed KILE kostnader for nettselskapet***
- Unngå at ressurser for forbrukerfleksibilitet innelukkes og ikke når ut til markedet pga. avbrudd i nettet
- Unngå negative effekter i form av økt CO2 avtrykk i energimiksen som følge av at distribuert fornybar produksjon lukkes inn eller må stenges ned pga. nedetid i strømnettet.
- Reduserte driftskostnader

* Uthevede elementer i listen er de som ble vektlagt i demonstrasjonsfasen i prosjektet

Analyser og erfaringer fra demonstrasjonsfasen at automatikken gjennomfører omkoblinger av nettet på under 30s etter at feil er detektert. Dette medfører betydelige nytteverdier i form av reduksjon i utetid, reduksjon i KILE og bedre omdømme hos kundene.

Utetid

- Reduksjon i utetid for området, som ved omkobling kan få strømmen tilbake, sammenlignet med fjernstyring fra driftssentralen, vil være fra 5 minutter (eller mer) til 30s.

- Ved større feilsituasjoner vil utetid, uten bruk av automatikk, i verste fall kunne komme opp i timer. En reduksjon av utetid for deler av nettet til 30s vil i disse tilfellene være en svært stor forbedring.

KILE

- Reduksjon i KILE vil være gitt av reduksjon i utetid (se over), samt berørt kundegrupper, størrelse på effektuttaket og tid på året
- Slik KILE-reglene er utformet vil man med automatikk som settes i gang etter feil/utfall, ikke unngå startsatsen for KILE som påløper så snart det er et avbrudd². Og for de fleste av kundegruppene vil det da ikke være noen gevinst ved å redusere utetiden under 1 minutt.³
- For pilot 1 vil imidlertid KILE for de 5 første minuttene kunne reduseres med nesten 25% ved reduksjon av utetid fra 5 minutter til 30 sekunder.
- Dersom man antar et worst-case-scenario, der en større feilsituasjon medfører at operatørene ikke får håndtert feilen før etter 1 time, så vil automatikken for pilot 1 kunne redusere KILE med nesten 70%.

Omdømme

Selv om det selvhelende nettet ikke vil påvirke feilhyppigheten, så vil en redusert utetid gi kundene en bedre leveringskvalitet og forhåpentligvis mindre opplevd ulempe i forbindelse med avbrudd. Dette vil i så fall medføre at kundene blir mer fornøyd og dermed gi nettselskapet et bedre omdømme.

² Avbrudd = spenningen går under 5% av avtalt spenningsnivå <https://lovdata.no/forskrift/2004-11-30-1557/§1-4>

³ <https://lovdata.no/forskrift/1999-03-11-302/§9-2>

4 Viktige erfaringer og funn fra prosjektet

4.1 Innledning

IDE-prosjektet har vært et stort, sammensatt og langvarig prosjekt, bestående av ti partnere i konsortiet. Prosjektmodellen med Smartgridsenteret som prosjekteier, hovedprosjektleder og ansvarlig søker overfor Enova har, sammen med en aktiv dialog med Enova som har vært fleksible med å godkjenne endringer underveis i prosjektet, bidratt til at prosjektsresultatene på mange områder overstiger opprinnelige forventninger. Dette gjelder innovasjoner både innen teknologi og løsninger, automatisering og digitalisering av arbeidsprosesser og nye forretningsmodeller.

Prosjektet er gjennomført av et godt, komplementært og robust konsortium, som har hatt fokus på:

- å finne og utvikle løsninger på konkrete og reelle problemer og utfordringer i distribusjonsnett
- å bygge videre på erfaringer, resultater og kompetanse fra tidligere prosjekter
- autonome, komplementære og godt dokumenterte arbeidspakker
- harmonisert metodikk for prosjektutvikling, -gjennomføring, analyser og dokumentasjon

Nettselskapene i konsortiet er store, ledende og med god kapasitet på kompetente medarbeidere. Samlet sett har dette bidratt til at prosjektet gjennom seks år har kunnet håndtere ulike endringer og utskiftninger av arbeidspakkeledere og nøkkelpersonell, uten at det har gått på bekostning av fremdrift og resultater i prosjektet.

De ulike arbeidspakkene har skrevet fem egne erfaringsrapporter som dokumenterer respektive erfaringer og funn fra prosjektet.. Disse er publisert på Smartgridsenterets nettside, se:

<https://smartgrids.no/rapporter/>

4.2 Prosjektledelse og administrasjon

Prosjektet og de ulike arbeidspakkene har gjennom en lang prosjektperiode på seks år, av naturlige årsaker, opplevd en rekke forutsette og uforutsette utfordringer. Til tross for dette har prosjektet, på grunn det som er nevnt innledningsvis, ikke gått på bekostning av fremdrift og resultater i prosjektet.

Det er særlig fem suksessfaktorer vi ønsker å trekke frem som læringsmomenter fra prosjektet:

1. Fokus på å ta utgangspunkt i reelle, signifikante og økende problemer og utfordringer nettselskapene står overfor i distribusjonsnett, for deretter å finne og utvikle kostnadseffektive løsninger.
2. Harmonisert metodikk for å utvikle autonome, komplementære og godt dokumenterte arbeidspakker. Arbeidspakkene har vært uavhengige av fremdrift og eventuelle forsinkelser i andre arbeidspakker / andre steder i prosjektet. Harmonisert metodikk og dokumentasjon har samtidig gjort det enklere og mer overkommelig å håndtere utskifting av personell underveis i prosjektet.
3. Å gjenbruke og bygge videre på erfaringer og resultater fra tidligere gjennomførte prosjekter, både nasjonalt og internasjonalt. Et eksempel på dette er utvikling av smart styring med nettvennlig aktivering av forbrukerfleksibilitet i varmtvannsberedere, der Elvia tok utgangspunkt i erfaringer og resultater fra forskningsprosjektet LEAFS i Østerrike og demonstrasjonsprosjektet EffektPILOT i Ringerikskraft Nett. Dette bidro til at BattFLEX i løpet

av en periode på bare 2 år, utviklet avanserte styringsalgoritmer for smarte varmtvannsberedere i OSO Charge.

4. Arbeidsfilosofien og samarbeidsmodellen om delt innsats og delte gevinster som har ført til at deltakende nettselskaper har fått «*n:n av gevinstene med 1:n av innsatsen*». I kombinasjon med Smartgridsenteret som prosjekteier og ansvarlig søker overfor Enova, og at deltakende nettselskaper utgjør om lag 50% av nettvirksomheten i Norge, har dette også ført kostnadseffektiv prosjektgjennomføring, god resultatspredning og et unikt grunnlag for videre oppskalering.
5. Aktivt samarbeid med leverandører og med leverandørdrevet utvikling. Dette har bidratt til å sikre tilgang til kompetanse og kapasitet fra leverandørene, som nettselskapene ikke har internt. Samtidig har dette gitt leverandørene tilgang til kompetanse og data om nettet og problemstillinger i nettet, som har bidratt til å kvalitetssikre at løsningene virker og er skalerbare.

Det har for prosjektet samlet sett ikke vært vesentlige avvik eller forsinkelser fra opprinnelig prosjektplan, verken med hensyn til tid, kvalitet eller kostnader. Under oppstarten av prosjektet, i forbindelse med anskaffelser og inngåelse av avtaler med leverandører, hadde de ulike arbeidspakkene varierende fremdrift. Årsaken til dette var i hovedsak kunnskap og modenhet både på anskaffelse og på leveranser og verdikjeder fra leverandører.

Prosjektet søkte om et halvt års utsatt sluttfrist, med bakgrunn i ferdigstilling og verifisering av videreutvikling av løsninger. Det er nå gjennomført med vellykkede resultater.

4.3 Økonomi

Oversikten nedenfor viser faktiske, påløpte kostnader som er innrapportert i prosjektet ved prosjektslutt, sett i forhold til opprinnelig budsjettet i tilsagnsbrevet fra Enova. Prosjektet er gjennomført innenfor de økonomiske rammene. Påløpte prosjektkostnader er NOK 62.675.000 vs. budsjett på NOK 62.675.000. Prosjektet anser at gjennomføringen over en prosjektperiode på nærmere 6 år, med kostnader som tilsvarer budsjett, og med resultater som på flere områder ligger til betydelig over forventede resultater, har vært svært vellykket.

Kostnadspost	Budsjett	Påløpt	Avvik NOK	Avvik %
Personal og indirekte kostnader	18 700 000	11 683 397	7 016 603	-37,52 %
Andre driftskostnader	9 800 000	8 356 038	1 443 962	-14,73 %
Kostnader til systemintegrasjon	5 400 000	5 348 983	51 017	-0,94 %
Investeringskostnader (fysiske investeringer)	22 700 000	30 268 405	(7 568 405)	33,34 %
Leie og avskrivninger	6 075 000	7 018 177	(943 177)	15,53 %
	62 675 000	62 675 000	-	0,00 %

Figur 3 - Oversikt over budsjett vs. faktiske kostnader i prosjektet

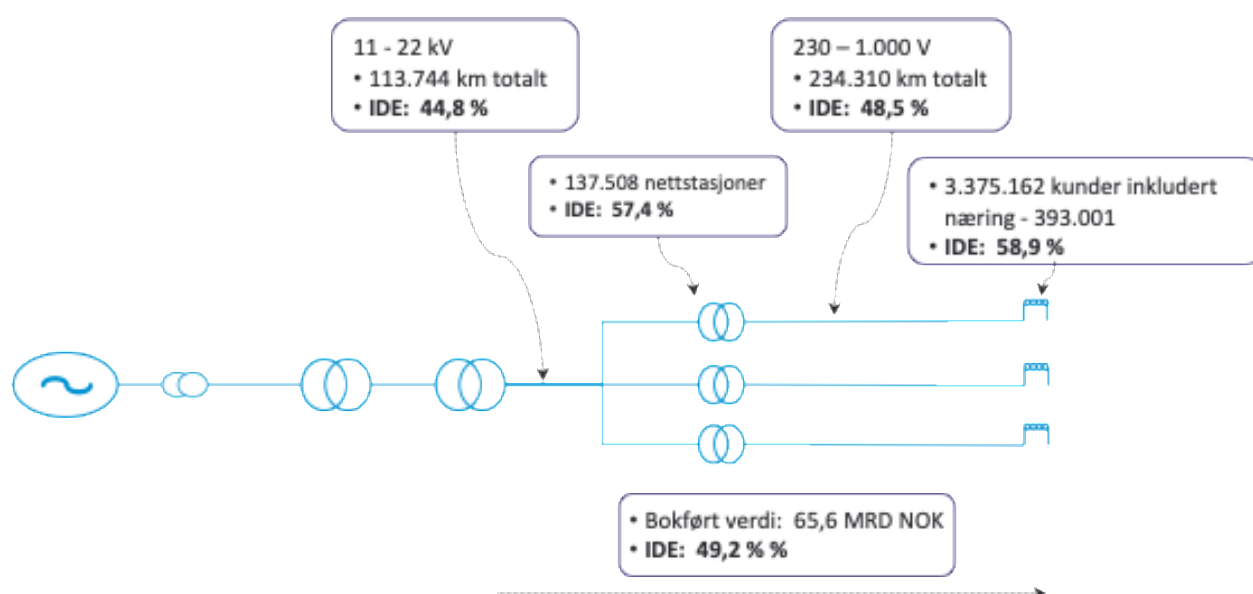
4.4 Teknologi og løsninger

Det som kanskje er det viktigste læringselementet på dette området er, som nevnt andre steder i denne rapporten, *at arbeidet har tatt utgangspunkt i reelle, signifikante og økende problemer og utfordringer nettselskapene står overfor i distribusjonsnettet, for deretter å analysere problemene og finne, utvikle og verifisere løsninger.*

Dette, sammen med et aktivt leverandørsamarbeid innenfor de fire demonstrasjonsprosjektene, har bidratt til rask utvikling og kommersialisering av ny teknologi og løsninger som har høy skalerbarhet i det norske distribusjonsnettet. Tre eksempler på vellykket utvikling er:

- Arbeidspakke 3.3 i Elvia: Utvikling av løsning for smart styring av varmtvannsberedere med nettvennlig aktivering. Dette prosjektet ble gjennomført i samarbeid mellom Elvia og OSO Hotwater og ble tildelt Smartgridsenterets innovasjonspris i 2022.
- Arbeidspakke 3.1 i Tensio TN: Utvikling av ny forretningsmodell der Tensio leier en stor installasjon av et multifunksjonelt elektrisk energilagringssystem fra selskapet Peak Shaper. Dette systemet omfatter også videreutvikling og oppskalering av løsningen fra Pixii som ble benyttet i mindre installasjoner i nettet tidligere i AP3.2 og AP3.3. Prosjektet ble gjennomført i samarbeid mellom Tensio, Peak Shaper og Pixii og ble tildelt Smartgridsenterets innovasjonspris i 2023. Pixii ble i februar i 2025 tildelt «Gull gaselleprisen for 2024». Selskapet hadde da IDE-prosjektet startet i 2019 driftsinntekter på 1.7 MNOK, i 2023 hadde disse vokst til 680 MNOK.
- Arbeidspakke 3.3 i Elvia: Utvikling av FBI – Forbedret batteri og boosterinstallasjon, som omfatter kombinert bruk av batterisystemer og spenningsboostere for å utvikle en mer kostnadseffektiv løsning på spenningsproblemer i lavspenningsnettet. Dette prosjektet ble gjennomført i samarbeid mellom Elvia, Magtech og Pixii, der Magtech ble tildelt Smartgridsenterets innovasjonspris i 2024 og der FBI-prosjektet kom på tredje plass.

Skalerbarheten til løsningene som er utviklet i prosjektet er svært stor, men varierende for de ulike løsningene. Figuren nedenfor illustrerer dette og viser nøkkeltall for nettanlegg, sluttkunder og bokført verdi i distribusjonsnettet i Norge, totalt for alle nettselskaper vs. andelen til nettselskapene i IDE-prosjektet. Kilde er NVE Nøkkeltall for nettselskapene 2023.



Figur 4 - Oversikt over anlegg, kunder og bokført verdi i distribusjonsnettet i 2023.

5 Videre planer

Smartgridsenteret deltar i og har en viktig rolle i flere nye utviklings- og demonstrasjonsprosjekter. Senteret arbeider kontinuerlig med å utvikle nye prosjekter, der det å gjenbruke og bygge videre på erfaringer og resultater fra gjennomførte prosjekter står sentralt.

I kjølvannet av IDE-prosjektet arbeider Smartgridsenteret nå med å etablere to nye prosjekter:

- Et samarbeidsprosjekt med REN for å legge til rette spredning av kompetanse og oppskalering av løsningene fra IDE-prosjektet. En klassisk barriere mot oppskalert anvendelse av ny teknologi er overføring av kompetanse til plan-, drifts- og vedlikeholdsmiljøer i nettselskapene. REN har mer enn 25 års erfaring i utvikling av REN-blader, kurs og opplæringsopplegg etter beste praksis i bransjen. Et samarbeid mellom Smartgridsenteret og REN vil være et svært viktig element for å fjerne den nevnte barrieren.
- Et samarbeidsprosjekt for å utvikle nye konsepter og løsninger for å tilgjengeliggjøre effekt og nettkapasitet i nærings- og industriparker. Nærings- og industrikunder står for nærmere 50% av strømforbruket i Norge og de utgjør samtidig mindre enn 10% av kundemassen. Disse kundene er ofte samlet i nærings- og industriparker der det ligger betydelige muligheter for å realiser synergier mellom ulike nye løsninger, samt for konvertering av termisk forbruk over til termiske løsninger for produksjon og lagring.

Erfaringsrapportene for de ulike arbeidspakkene som er publisert på Smartgridsenterets nettside beskriver videre planer for respektive arbeidspakker. Se: <https://smartgrids.no/rapporter/>



IDE står for «intelligent distribusjon av elektrisitet» og er et storskala demonstrasjonsprosjekt del-finansiert av Enova gjennom Klima- og energifondet i perioden 2019 til 2025.

Målet med prosjektet er å demonstrere nye teknologier og digitale løsninger i stor skala, verifisere hvordan de fungerer, og estimere nytteverdi ved full skalering til distribusjonsnettet i hele Norge.

Prosjektet samler seks nettselskaper i Norge til felles utvikling gjennom ny teknologi: Elvia, BKK (tidligere BKK Nett), Tensio, Norgesnett, Lede (Tidligere Skagerak Nett), og Glitre Nett (tidligere Agder Energi Nett).

<https://smartgrids.no/prosjekt-ide/>