Sluttrapportering på konseptutredning

Smartinfrastruktur Nord Senja

Sammendrag

Denne sluttrapporten er et offentlig tilgjengelig dokument hvor konseptutredningsarbeidet for det Enova-støttede prosjektet «Smart infrastruktur Nord-Senja» dokumenteres og konklusjoner presenteres.

Innhold

Begrepsliste 5
1 Innledning 7
2 Søker 8
2.1 Om Troms Kraft Nett AS 8
2.2 Samarbeidspartnere 8
2.3 Om prosjektet - Konseptutredning, arbeidsform og organisering 10

Del 1 Resultater fra kartleggings- og analysearbeid

3 Kraftsituasjonen på Nord-Senja 13
3.1 Dagens nettstruktur nord-Senja 13
3.1.1 Aldersprofil dagens nett 14
3.1.2 Leveringskvalitet 14
3.1.3 Store spenningsvariasjoner (lav spenning) 15
3.2 Betydelige vekstplaner på Senja 16
3.2.1 Scenario 2030 Nord-Senja 16
3.2.2 Husøy 2030 17
3.2.3 Senjahopen 2030 20
3.3 Konvensjonell strategi for håndtering av kapasitetsutfordringene på Senja 22
3.3.1 Nettforsterkning 22
3.3.2 Reservekraft 23
3.3.3 Reaktiv kompensering 23
3.3.4 Nettleietariffer 23
3.3.5 Kartlagte investeringer 24
4 Smart infrastruktur - Nye muligheter for å styrke lokal forsyningssikkerhet og nettkapasitet 25
4.1 Lokale løsninger på lokale problem 25
4.1.1 Topplasten fordeles utover perioder med ledig kapasitet 26
4.1.2 Effekttrekk i tunglastperioder reduseres 26
4.1.3 Kjøpe oppregulering av aktiv effekt av kraftverkene på øya 26
4.1.4 Kjøpe oppregulering av reaktiv effekt hos forbrukere/kraftverk/batteri 26
4.2 Batteri 27
4.2.1 Batteri hos husholdningene 27
4.3 Lokal solenergiproduksjon 28
4.3.1 Aktiv vs reaktiv effekt 29

4.3.2 Solcellesystem som snøsmelteanlegg 29
4.3.3 Solceller og batteri Husholdningssegmentet 30
4.4 Lokal vannkraftproduksjon 32
4.4.1 Tilgjengelig fleksibilitet 32
4.4.2 Utfordringer og risiko i neste fase 33
4.5 Vindkraft på Senja 34
5 Nord-Senja - Lokale muligheter og forutsetninger 35
5.1 Kartlegging - kunnskapsutveksling og dialog 35
5.1.1 Sjømatklyngen Senja, Brødrene Karlsen (Husøy) og Nergård (Senjahopen) 35
5.1.2 Reiselivet ved Visit Senja 36
5.1.3 Skolene 36
5.1.4 Nye Senja Kommune 37
5.1.5 Troms fylkeskommune 37
5.1.6 Energikafé 37
5.2 Kraftkonsumenter i Senjahopen og på Husøya 39
5.2.1 Kundesegmenter i pilotområde 39
5.3 Kartlegging av kundebase for pilot 41
5.3.1 Lokale karaktertrekk 41
5.3.2 Kundedialog og innsalg av fleksibilitetsprodukter 41
5.4 Identifisering av fleksibilitet hos storkunder: 42
5.4.1 Energikart 42
5.4.2 Måleutstyr 43
5.4.3 Analyse og identifikasjon av fleksible laster 44
5.5 Utviklingstrekk hos storforbrukere 45
5.5.1 Brødrene Karlsen AS - Innledende kartlegging og analyse 45
5.6 Lastforflytning og styring av forbruk hos kunder/storkunder 47
5.6.1 Analyser 47
5.7 Strømforbruk i husholdning og økt effektforbruk 49
5.7.1 Framtidig kraftbehov for husholdningene på Nord-Senja 49
5.7.2 Kartlegging av husholdningskundene på Senjahopen og Husøy 50
6 Smarte løsninger i husholdninger 52
6.1 Kommunikasjon og infrastruktur 52
6.1.1 Energistyring med smarthus teknologi 52
6.1.2 Test av aktuell teknologisk løsning hos husholdning 53
7 Hovedkonklusjoner og videre arbeid 54

Del 2 Beskrivelse av planlagt systemløsning for Storskala demo Smart infrastruktur – Nord-Senja

8 Design – Systemløsning ... 58
8.1 Markedsplass for fleksibilitet ... 58
8.2 Markedskonseptet NODES ... 58
8.2.1 Grid Locations ... 59
8.2.2 Produkter ... 60
8.2.3 Prisformasjon ... 61
8.2.4 Tidslinje for handel med fleksibilitet ... 62
8.2.5 Baseline ... 63
8.2.6 Finansielt oppgjør ... 63
8.3 Prognosering av fleksibilitetsbehov og integrasjon av TKN mot markedsplass ... 64
8.3.1 Powel Gridtools ... 64
8.3.2 Prosess ... 64
8.3.3 Prognosering ... 65
8.3.4 Eksterne målepunktprognoser ... 66
8.3.5 Kraftproduksjon ... 66
8.3.6 Autonom regulering ... 67
8.3.7 Kapasitetsberegning ... 67
8.3.8 Risiko i beregninger ... 67
8.3.9 Tilbudsvurdering ... 67
8.3.10 Prognoseendringer ... 68
8.3.11 Vurderingsstrategier ... 69
8.4 Integrasjon av Ishavskraft som aggregator, via ENFO ... 69
8.4.1 Registrering av fleksible enheter ... 69
8.4.2 Nominasjon og anmelding av fleksible volumer til NODES ... 70
8.5 Styring av fleksible laster (aktivering og utkobling) ... 71
8.6 Kilder til fleksibilitet – industri og husholdning ... 72
8.7 Fornybare energiressurser i distribusjonsnettet ... 73
8.7.1 Batterier for lagring av energi ... 73
8.7.2 Vannkraftverk (Troms Kraft Produksjon) ... 73
8.7.3 Solenergi ... 73
8.8 Avklaringer, avtaler ... 74
8.9 Nytte ... 74
8.10 Risiko og risikodempende tiltak ... 75

9 Løsningens/teknologiens markedspotensial 77
9.1 Nyhetsverdi 77
9.2 Involvering av norske teknologimiljø og utdanningsinstitusjoner 77
9.2.1 Troms Kraft Nett AS 78
9.2.2 Ishavskraft 78
9.2.3 Troms Kraft Produksjon AS 78
9.2.4 NODES AS 78
9.2.5 ENFO AS 78
9.2.6 Eaton Electric AS 78
9.2.7 Powel AS 79
9.2.8 Solbes AS 79
9.2.9 UiT – Arctic Centre for Sustainable Energy (ARC) 79
9.2.10 Sjømatindustrien 80
9.3 Andre prosjekt med mulig synergipotensial 80
9.4 Kunnskapsformidling og dialog 80
Referanser 82

Begrepsliste

Begrep/forkortelse	Beskrivelse
Aggregator	Tjenesteleverandør for aggregering av små aktører inn i større enhetlige porteføljer eller bud.
AMS måler	Smart strømmåler. Automatisk system for måling av energiforbruk
Asset	Her: Produkt som handles i fleksibilitetsmarkedet
Baseline	Ved utkobling av fleksibelt forbruk vil kundens totale lastprofil endres. Profilen man ville fått uten en utkobling, kalles ofte baseline. Aktivert volum kan beregnes som differansen av baseline mot målt lastprofil
BRP	Balance Responsible Party. Balanseansvarlig.
Demand response	Endring i kraftuttak som følge av et gitt insentiv
DSO	Nettoperatør for lokalt nett «distribution system operators»
EOS	Energioppfølgingssystem
Fleksibilitetsmarked	Begrep som er benyttet for å diskutere behov for nye markeder eller utvidelse av eksisterende marked med tanke på forbrukerfleksibilitet og lokale behov for balansering i regional- og distribusjonsnettet.
Fleksibel last	Strømforbrukende last som kan kobles ut i perioder. Eksempler slike laster er varmtvannsbereder, elkjele, varmekabel og batteri
KILE	Kostnad for Ikke Levert Energi
NIS	Nettinformasjonssystem (f.eks. Netbas)
NVE	Norges Vassdrags- og Energidirektorat
PLS	Programmerbar Logisk Styring
Prosument	Konsument med egen kraftproduksjon og/eller batteriløsning som tillater innmating mot nettet.
Smart grid	Samlebetegnelsen på strømnett hvor det brukes kommunikasjonsteknologi for å utnytte energiinfrastrukturen bedre
TKN	Troms Kraft Nett AS
TSO	Transmission System Operator. Nettoperatør for sentralnettet (Statnett)
UiT	Universitetet i Tromsø

Sammendrag

Denne sluttrapporten dokumenterer resultater fra konseptutredningsarbeidet for det Enova-støttede prosjektet «Smart infrastruktur Nord-Senja». Konseptutredning har vært ledet av Troms Kraft Nett, med bred deltagelse fra lokalt næringsliv, ulike leverandører og akademia. Rapporten dokumenterer en anstrengt kraftsituasjon på Senja, med tiltagende driftsforstyrrelser i nettet. Konseptutredning har videre beskrevet lokale forutsetninger for utprøving av ikke-tradisjonelle tiltak for å gi regionen god nok forsyningssikkerhet, gjennom etablering av en smartere infrastruktur. En hovedkonklusjon fra arbeidet er at driftsutfordringene er begrenset til kortere tidsrom, og at det derfor ligger godt til rette for at samlede tiltak innen lastforflytning/ fleksibilitet, energilagring og lokalt produsert fornybar energi vil gi ønsket effekt. De ulike konseptene planlegges demonstrert i et storskala demonstrasjonsprosjekt av «fremtidens energisystem», med oppstart i 2019.

1 Innledning

I dette dokumentet presenteres konseptutredningen som er gjennomført for det Enova-støttede prosjektet «Smart infrastruktur Nord-Senja».

Troms Kraft Netts markedsområde opplever nå en rask teknologisk utvikling, og står samtidig foran store endringer som følge av samfunnets fokus på energieffektivitet og elektrifisering kombinert med vekst i industri og næringsliv. I kraftsammenheng kjennetegnes forbruksveksten ved at effekttopper stiger mer enn energiforbruket, noe som skaper utfordringer i deler av distribusjonsnettet.

Digitalisering i kraftnettet ved bruk av teknologi for smart infrastruktur gir nye muligheter for å øke den lokale forsyningssikkerheten i områder som opplever begrenset overføringskapasitet. Ved å fordele effekten over en lengre tidsperiode (lastforflytning) og utnytte fleksibilitet hos forbrukere kan nettet utnyttes bedre, og den totale tilgjengelige overføringskapasiteten økes på en kostnadseffektiv måte. Troms Kraft Netts initiativ til et storskala pilotprosjekt for smart infrastruktur i strømnettet, og tilhørende konseptutredning, har derfor sterk forankring i både i selskapets ledelse, og gjennom selskapets langsiktige strategiplaner.

Troms Kraft Nett vil gjennomføre en storskala demonstrasjon av smart infrastruktur i områdene Senjahopen og Husøya nord på Senja, som skal øke forsyningssikkerheten lokalt i distribusjonsnettet. I disse områdene er sjømatnæringen dominerende, en industri som er svært konjunkturavhengig med dertil varierende strømforbruk. Tilpasning av nettkapasitet mot denne næringen er en utfordring på grunn av korte beslutningsprosesser knyttet til investering og drift sammenliknet med nettselskapenes tradisjonelt sett lengere prosesser.

En sentral idé i prosjektet er at insentiver til endret forbruksmønster hos konsumenter og prosumenter[1] gis gjennom etablering av et fleksibilitetsmarked hvor kunder kan få betalt for å la kraftselskapet (Ishavskraft) styre gitte (fleksible) deler av strømuttak eller -innmating. Dette kan eventuelt suppleres med andre prissignaler som effekttariffer.

Løsningene som er vurdert baseres på kjente teknologier for lastforflytning ved bruk av batterier, styring av forbruk og lokal kraftproduksjon hos konsument.

Den viktigste målsetningen for demonstrasjonen vil være å verifisere at løsningene, satt i system, er tilstrekkelig modne til å kunne styrke den lokale forsyningssikkerheten.

I denne konseptutredningen er ulike konsept utredet med tanke på lokale muligheter, forutsetninger og utfordringer som har betydning når disse i neste fase skal testes/demonstreres samlet i hovedprosjektet.

Selve utredningsarbeidet har vært ledet av Troms Kraft Nett. For utredning av spesifikke tekniske løsninger og lokal implementering av fleksibilitetsmarkeder er ekstern ekspertise fra samarbeids-partnere også benyttet.

[1] Konsumenter med egen kraftproduksjon og/eller batteriløsning som tillater innmating mot nettet.

2 Søker

2.1 Om Troms Kraft Nett AS

Troms Kraft Nett AS (TKN) er et av landets største nettselskap. Selskapet utvikler, overvåker og vedlikeholder et kraftnett bestående av 10 000 kilometer med kraftlinjer, 4475 nettstasjoner og 31 transformatorstasjoner. Hovedkontoret ligger i Tromsø men vi har også lokalkontorer på Silsand (Senja), Bardufoss, Lyngseidet, Storsteinnes, Skibotn og på Hansnes.

Gjennom vårt nett distribuerer vi mer enn 3 TWh til våre om lag 74.400 nettkunder i 15 kommuner i Troms fylke. Også tilrettelegging for samfunnsutvikling gjennom investeringer i kraftnettet og opplæring i elsikkerhet er sentrale arbeidsområder for selskapet. Troms Kraft Nett AS er et heleid datterselskap av Troms Kraft AS. Selskapet er registrert med næringskode 35.130 (Distribusjon av elektrisitet) og overførte 3056 GWh i 2017.

Troms Kraft Nett har omfattende ekspertise innen kartlegging og vurdering av infrastruktur i strømnettet og er blant annet utpekt av NVE som utredningsansvarlig konsesjonær for Midt- og Nord-Troms (utredningsområde 21).

2.2 Samarbeidspartnere

Samarbeidspartnere i konseptutredningen har vært:

Ishavskraft AS Ishavskraft er Nord-Norges største kraftleverandør og et av landets største kraftomsetnings-selskap med ca. 120.000 kunder, en kraftomsetning på over 5,5 TWh og nærmere 60 medarbeidere i Alta og Tromsø. Ishavskraft er heleid av Troms Kraft. Ishavskraft skal ha rollen som «integrert aggregator» ved å tilby aggregerte fleksible laster til et lokalt fleksibilitetsmarked, og har i konseptutredningen hatt en sentral rolle i forhold til dialog, innhenting og tilrettelegging av data og analyser av forbrukssiden i kraftmarkedet.

Troms Kraft Produksjon AS Troms Kraft Produksjon produserer fornybar energi ved 11 vannkraftverk og en vindpark, hvorav tre av vannkraftverkene er lokalisert på Senja. Selskapet er et heleid datterselskap av Troms Kraft AS. Troms Kraft Produksjon har bidratt i konseptutredningen med informasjon og data m.m. vedrørende kraftverkenes mulige i rolle i et fleksibilitetsmarked på Nord-Senja.

ENFO AS Enfo utvikler avanserte systemløsninger for forbedret forbrukerfleksibilitet og ble i 2008 den første aggregatoren i det nordiske kraftmarkedet. Selskapet eies av Agder Energi. De har bidratt med informasjon og analyser m.m. knyttet til bruk av Flextools som verktøy for aggregering og styring av laster og andre fleksibilitetsprodukt.

Eaton Electric AS Eaton er en av verdens ledende produsenter av løsninger innen elektrisk produksjon, distribusjon og lagring. Eaton kan tilby systemer for energilagring til eneboliger, kommersielle bygg og til energiselskaper. De har bidratt med informasjon og analyser knyttet til implementering av batteriløsninger m.m.

Powel AS Powel en ledende leverandør av programvareløsninger til energiselskaper. Selskapet leverer blant annet komplette løsninger innen forvaltnings- og driftstøtte samt systemer for optimalisert utnyttelse av fornybar kraftproduksjon. Powel har i konseptfasen bidratt med analyser av kraftsituasjonen i dag og fremskrivninger av forbruket mot 2030.

Nodes AS NODES AS tilbyr en markedsplass for fysisk handel av fleksibilitet. I dette demonstrasjons-prosjektet vil denne markedsplassen benyttes for å tillate fleksibilitetstilbydere å tilgjengeliggjøre sin fleksibilitet i et marked. NODES' plattform bygger på en småskala pilot innen fleksibilitet, utført i et samarbeid mellom Agder Energi og Microsoft i Grimstad kommune i Aust-Agder. I konsept-utredningen har de bidratt med beskrivelser, analyser og presentasjoner av et fleksibilitetsmarked som basis for håndtering av de lokale nettutfordringene på Nord-Senja.

Solbes AS Solbes leverer rådgivende ingeniørtjenester innen solenergianlegg optimalisert for norske og nordiske forhold, samt prosjektering og levering av solcellesystemer som importeres direkte fra leverandører i Tyskland. NORUT og Forskningsparken i Narvik er viktige eiere i Solbes. De har i konseptutredningsfasen analysert og beskrevet solenergiløsninger i aktuelle områder.

UiT – Arctic Centre for Sustainable Energy ARC er et tverrfaglig senter tilknyttet Universitetet i Tromsø som fokuserer på forskning innenfor fornybar energi og håndtering av klimagassutslipp med bakgrunn i de særegne utfordringer som eksisterer for teknologiene i arktiske områder. ARC har både samfunns- og teknologikompetanse. De har i stor grad bidratt med dialog og informasjonsutveksling samt faglig bistand på diverse områder.

Br. Karlsen Eiendom AS Brødrene Karlsen er et sjømatkonsern med hovedkontor på Husøy i Senja. Konsernet er en helintegrert totalleverandør av både oppdretts- og villfisk. På Husøy er selskapet en hjørnesteinsbedrift med stor verdiskapning, og den største forbruker av elektrisk energi i området. Br. Karlsen vil i prosjektet delta som pilotkunde for blant annet konsepter innen prosument og laststyring.

Nergård AS Nergård er et integrert fiskerikonsern innen fangst, foredling og salg, og på dette området er konsernet nest størst i hele Nord-Norge. Nergård har store produksjonsanlegg i Senjahopen på Senja, og er en hjørnesteinsbedrift i området med stor verdiskapning. Selskapet er også største forbruker av elektrisk energi i området. Nergård AS vil i prosjektet delta som pilotkunde for blant annet konsepter innen prosument og laststyring.

Visit Senja AS Visit Senja ble stiftet i januar 2016 og har i dag 50 medlemsbedrifter fra kommunene Lenvik, Tranøy, Torsken, Berg og Dyrøy. Samvirket har som formål å utvikle regionen som reisemål og ivareta interessene til reiselivsaktørene. Samvirket skal bidra til vekst og lønnsomhet blant deres medlemmer. De har bidratt aktivt til dialog med sine medlemsbedrifter.

Sjømatklyngen Senja AS Et strategisk samarbeid mellom 40 sjømatbedrifter, med formål om å øke den næringsmessige attraktiviteten til sjømatnæringen i Senja-regionen. De har et konkret formål som går på å initiere, koordinere og bidra til å gjennomføre innovasjonsprosjekter og utviklingsprosesser for/på oppdrag fra klyngebedriftene. Selskapet har ingen forretningsinteresser som går på kommersialisering og salg av nye teknologiske løsninger. Sjømatklyngen Senja AS har vært viktig for konseptutredningen da de har stor tillit blant sine medlemmer og besitter kunnskap og kompetanse som kommer sluttbrukerne til gode gjennom direkte bidrag i prosjektet.

2.3 Om prosjektet - Konseptutredning, arbeidsform og organisering

Digitalisering i kraftnettet ved bruk av teknologi for smart infrastruktur gir nye muligheter for å øke den lokale forsyningssikkerheten i områder som opplever begrenset overføringskapasitet. Troms Kraft Nett vil derfor gjennomføre en storskala demonstrasjon av smart infrastruktur ved Senjahopen og Husøy på Nord-Senja, som er områder hvor positiv utvikling i næringsliv og samfunn skaper utfordringer knyttet til lokal kraftdistribusjon. For å sikre nødvendige insentiver hos sluttbruker er det valgt å gå for etablering av et fleksibilitetsmarked hvor ulike former for fleksibilitet i kraftforbruk og -produksjon kan handles. Dette krever en utredning av aktuelle konsept for etablering og drift av smart infrastruktur og aktuelle kilder til relevant fleksibilitet i de to lokalsamfunnene.

I dette konseptutredningsarbeidet er det derfor fokusert på de utfordringer som må takles, og de muligheter som finnes for å håndtere dette lokalt. Dette innebærer kartlegging av dagens infrastruktur, dagens forbrukssituasjon, trender/forventet utviklingsscenario, og lokale muligheter i ulike markedssegment.

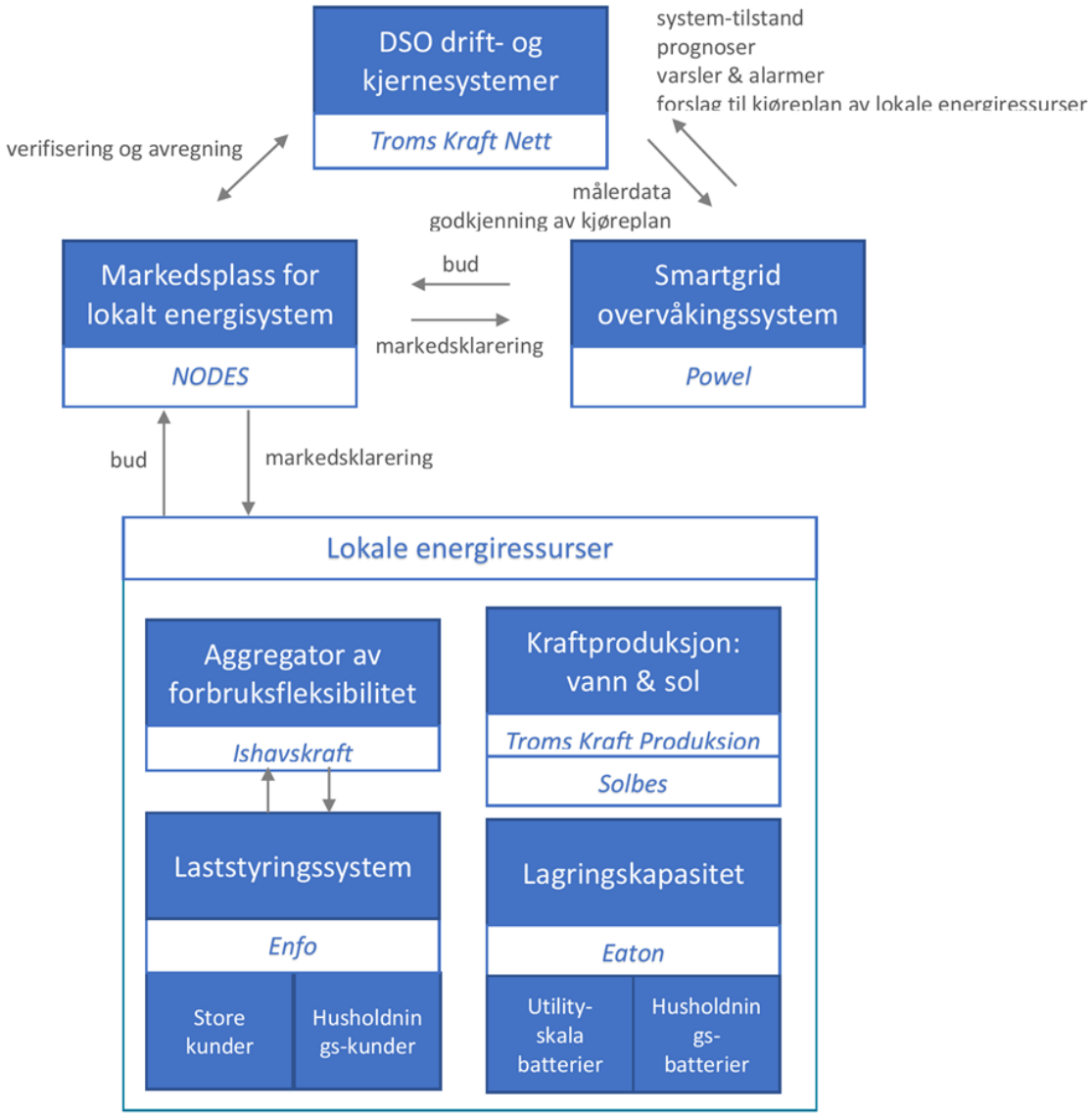
Siden det planlagte pilot-prosjektet innebærer mange ulike systemer og tekniske løsninger som krever spesialkompetanse, har Troms Kraft Nett på et tidlig stadium valgt å identifisere aktuelle samarbeidspartnere for hovedprosjektet, jf. foran nevnte aktører. Disse har også deltatt aktivt med sin ekspertise i konseptutredningen hvor vi har sett nærmere på:

1. Konsept for prosument basert på fornybar kraft produksjon og energilagring
2. Konsept for sluttbruker basert på lastforflytning og styring av forbruk
3. Konsept for lastforflytning i distribusjonsnettet basert på energilagring
4. Konsept for lokalt fleksibilitetsmarked basert på sentral markedsplass

For hvert av disse punktene har det vært satt sammen arbeidsgrupper som har utredet temaet.

Konseptutredningsfasen har prioritert kunnskapsgenerering og -formidling gjennom tidlig involvering og brukermedvirkning, hvor det har blitt etablert aktiviteter som kan videreutvikles i gjennomføringen av hovedprosjektet. Gjennom utstrakt dialog med sentrale aktører på Nord-Senja har TKN og UiT ved Arctic Centre for Sustainable Energy (ARC) utarbeidet arenaer og møtepunkter i samarbeid med nøkkelbedrifter i prosjektet, sivilsamfunnet, skoler og viktige interesse-organisasjoner, som bygdelag, Visit Senja og Sjømatklyngen. Et sentralt mål har vært å informere om et mulig hovedprosjekt som en del av løsning på energiutfordringene på Nord-Senja, og gjennom en dialog diskutere mulige løsninger for bedrifter og lokalsamfunn. Diskusjonen har vært viktig for å skaffe seg forståelse for aktørenes oppfatninger av energisituasjonen, muligheter, og hvordan løsninger med ny fornybar energi kan skape merverdi.

Aktivitetene har i hovedsak vært organisert av Troms Kraft Nett og UiT gjennom månedlige møter for å utarbeide strategier, koordinere kontakt med ulike aktører og for å planlegge og gjennomføre aktiviteter.



Figur 2-1 Skjematisk fremstilling av struktur og rollefordeling i pilotprosjektet.

Del 1

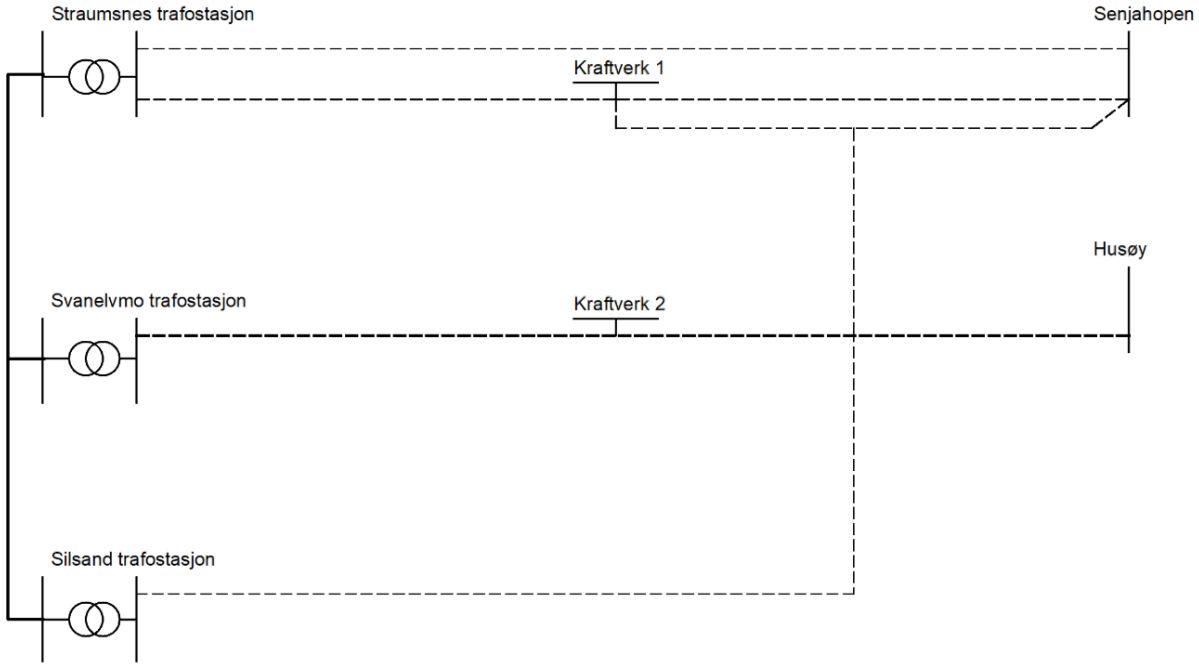
Resultater fra Kartleggings- og analysearbeid

3 Kraftsituasjonen på Nord-Senja

Dagens kapasitetsutfordringer i kraftnettet på Nord-Senja setter begrensninger for utviklingen av sjømat- og reiselivsindustrien i området. Dette påfører lokale aktører inntektstap og kostnader knyttet til økende antall avbrudd og spenningsforstyrrelser.

3.1 Dagens nettstruktur nord-Senja

Områdene Senjahopen og Husøy kan forsynes via fire ulike 22 kV radialer fra totalt tre transformatorstasjoner. På to av disse radialene er det to forholdsvis store småkraftverk. Skjematisk fremstilling er vist i Figur 3-1. Det er imidlertid kun et begrenset antall koblingsbilder i figuren som i praksis lar seg drifte i perioder med høy last i nettet.

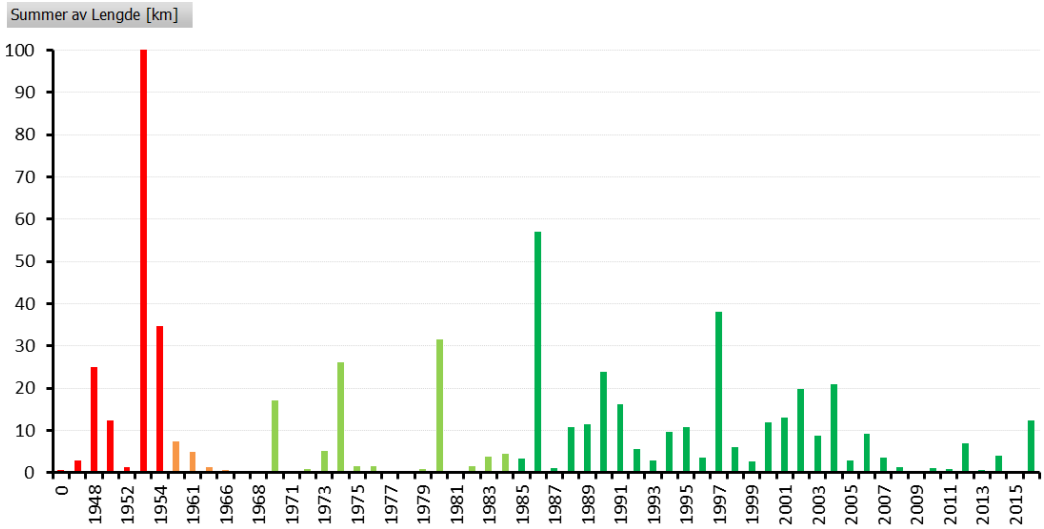


Figur 3-1 En-linjeskjema forsyning Nord-Senja

Regionalnettforsyningen (66 kV) kommer, via Finnfjordbotn transformatorstasjon, fra Bardufoss sentralnettpunkt til Silsand transformatorstasjon på Senja. Regionen er i dag radielt forsynt.

3.1.1 Aldersprofil dagens nett

Store deler av distribusjonsnettet på Senja ble etablert i 1950-60 årene. En betydelig del av nettet er senere reinvestert samtidig som det er etablert en del nye forbindelser.

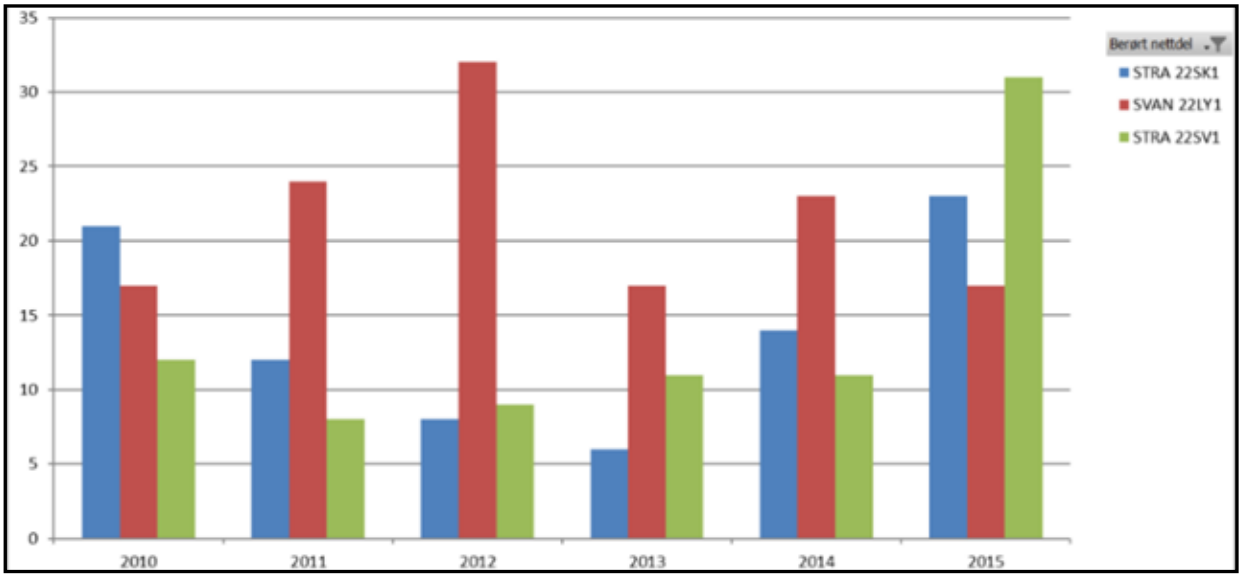


Figur 3-2 Byggeår 22kV nett nord-Senja

Figur 3-2 viser aldersfordeling for distribusjonsnettet som forsyner Senjahopen og Husøy, hvor et betydelig omfang av nett i utgangspunktet har begrenset restlevetid. Størsteparten av det gamle nettet er bygget etter helt andre dimensjoneringskriterier enn hva som benyttes i dag, og flere av kapasitetsutfordringene skyldes derfor nettet som er eldst. Deler av nettet er dermed av en slik art at kun reinvestering er hensiktsmessig, men for andre deler må tradisjonelle metoder utfordres for å finne optimale løsninger for fornyelse.

3.1.2 Leveringskvalitet

Områdene nord på Senja opplever høyt antall avbrudd hvert år. **Error! Reference source not found.** viser antall avbrudd i snitt pr sluttkunde for de tre mest brukte radialene mot Nord-Senja, for årene 2010 – 2015. STRA 22SK1 (blå søyler) og STRA 22SV1 (grønne søyler) forsyner Senjahopen, og SVAN 22LY1 forsyner Husøya (brunrøde søyler).



Figur 3-3 Antall avbrudd pr sluttkunde (snitt).

Tallene anses som høye, både i lokal og regional sammenheng. KILE-kostandene for området har i perioden 2010-18 vært i størrelsesorden 1-2 millioner kroner årlig.

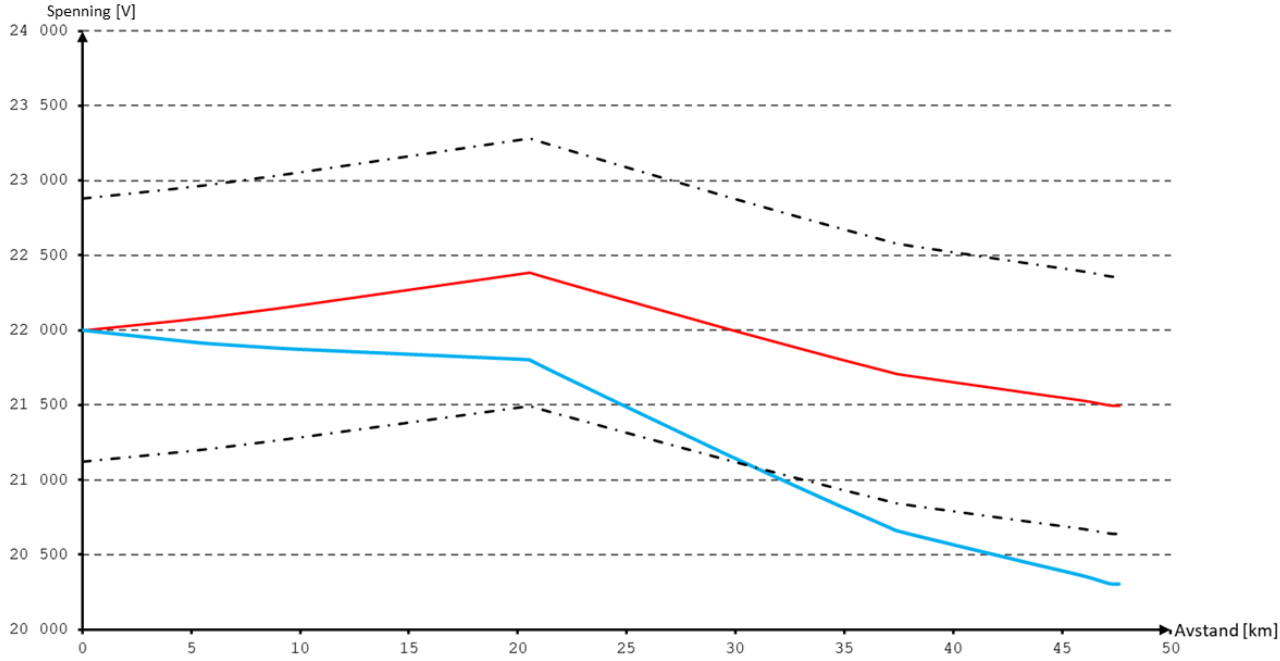
I tillegg kommer driftsutfordringer relatert til spenningsvariasjoner og annen redusert leverings-kvalitet, som ikke medfører strømbrudd men som likevel resulterer i driftsforstyrrelser for sensitivt utstyr hos kunder. De reelle kostnadene for samfunnet som følge av redusert leveringskvalitet vil derfor være vesentlig høyere enn KILE-kostnadene.

God styring, lokalt energilager, og eventuell tilstrekkelig tilgang på lokal produksjon vil kunne begrense antall kunder som blir koblet ut ved feil i distribusjonsnettet. Bedre spenningskvalitet vil også kunne gi betydelig reduksjon i driftsforstyrrelser hos kunder.

3.1.3 Store spenningsvariasjoner (lav spenning)

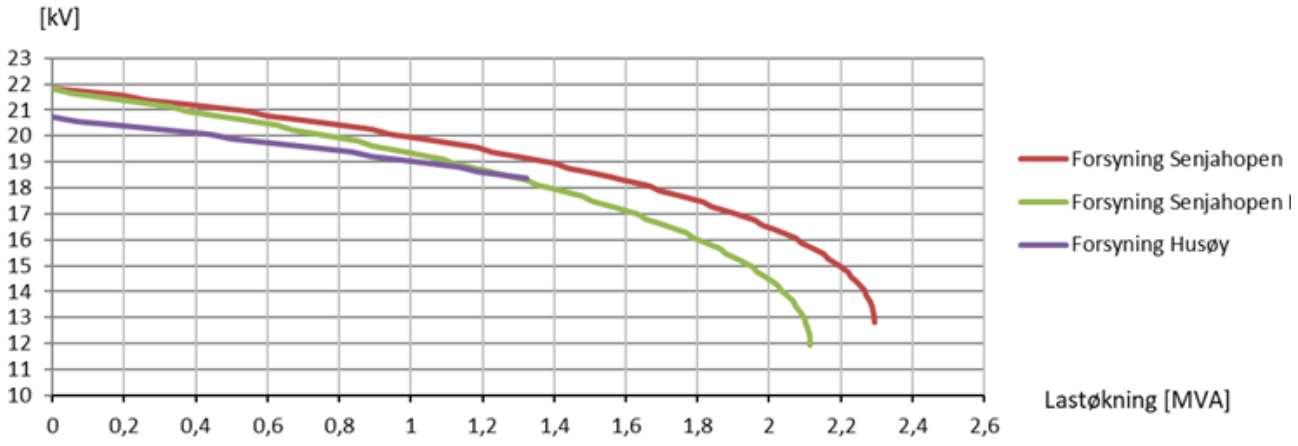
En hovedutfordring i distribusjonsnettet på Senja er store spenningsvariasjoner både på kort og lang sikt. Spesielt utfordrende er lav spenning i tunglast (vinterstid og/eller høy produksjon hos industri).

Figur 3-4 viser radialspenning på distribusjonsnettet til Husøya. TKN stiller krav til nye kunder om at deres inntreden i nettet ikke skal påvirke middelspenning mer enn +/- 4% (grenseverdier indikert med stiplede linjer i figuren). Rød linje indikerer årsmiddelspenningen, blå linje viser et eksempel hvordan tilkobling av en last på Husøya kan påvirke spenningen i radialen.



Figur 3-4 Eksempel på spenningsvariasjon på radial i distribusjonsnettet. Knekkpunkt representerer Lysbotn kraftverk.

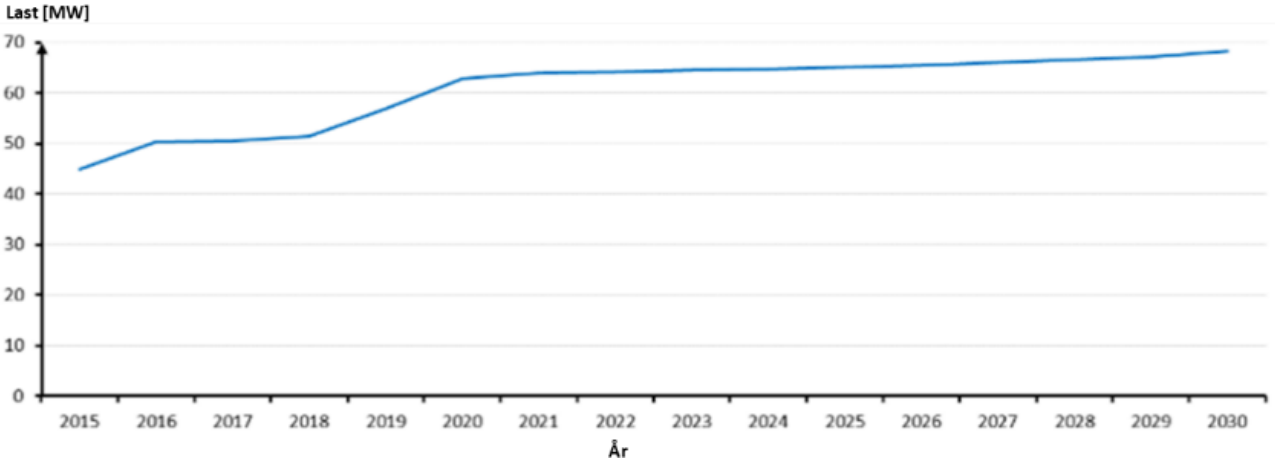
Distribusjonsnettet på Senja har stor elektrisk utbredelse og anses å ha liten tilgjengelig kapasitet for tilknytning av nye laster. I tillegg til begrenset kapasitet til nye tilknytninger oppleves utfordringer i dagens nett, spesielt i perioder med høy sammenlagring av uttak.



Figur 3-5 Spenningsfall som funksjon av lastøkning.

3.2 Betydelige vekstplaner på Senja

I 2015 utarbeidet TKN og Sjømatklyngen Senja en prognose for endring i effektbehov frem mot 2030 for regionen Senja (se Figur 3-6). Prognosen viser en betydelig økning frem mot 2020/2021, og videre lineær vekst frem mot slutten av perioden (topplast antas å øke fra 45 MW til nærmere 70 MW).



Figur 3-6 Prognose lastutvikling (TKN 2015).

Ut fra oppdaterte tall mener vi at prognosen er noe passiv. Dette skyldes i bl.a. introduksjon av nye store punktlaster som var ukjent under utarbeidelse av tallene i Figur 3-6. Generell vekst hittil er noenlunde innenfor prognosen, men det er stor usikkerhet knyttet til nye prosjekt der utbyggings-planer kan betraktes som sensitiv informasjon, og aktørene derfor holder kortene tett til brystet.

3.2.1 Scenario 2030 Nord-Senja

Powel har gjennomført analyser og simulert fremtidige driftssituasjoner for nettområdene på Nord-Senja. Det ble da gjort framskrivninger for henholdsvis eksisterende og nye laster. Tidshorisonten for framskrivningen er 2030.

Framskrivning av eksisterende laster ble gjort ved hjelp av en gitt årlig endring i energibruk med tilsvarende forbrukskurve. Tre ulike scenarier, hver med sin egen utviklingskoeffisient, ble simulert. Disse ble navngitt *low, mid*, og *high,* med årlig og total økning i lasten som gitt i Tabell 3-1.

Tabell 3-1 framskrivning av eksisterende laster.

Scenario framskrivning av eksisterende last	Årlig økning	Total økning fra 2019 til 2030
Low	-0,5 %	-5,365 %
Mid	0 %	0 %
High	1 %	11,567 %

Tallene ble valgt basert på erfaringer gjort av nettselskapet.

I tillegg til framskrivning av eksisterende laster ble det introdusert en rekke nye laster i systemet. Tallmaterialet brukt for disse kommer i stor grad fra en innsamling av kommende prosjekter i lokal næring gjennomført av Sjømatklyngen Senja AS.

Totalt ble det lagt inn 10,2 MW nye laster. Økningen er svært betydelig, som illustrert i Tabell 3-2. Dette gjelder spesielt for avgangen til linjen fra Straumsnes trafo, via Bergsbotn kraftverk, til Senjahopen (STRA 22SV1), som får mer enn doblet sin last.

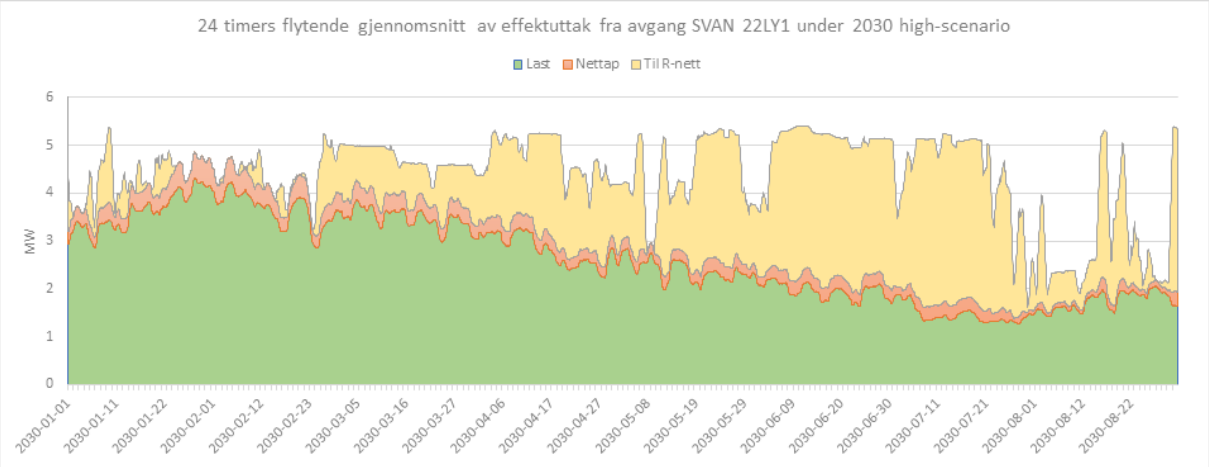
Tabell 3-2 Lastsammenligning før og etter ny lastintroduksjon

Avgang	Dagens maksimallast	Ny last introdusert	Ny maksimallast	Økning i maksimallast
SVAN 22LY1	3,41 MW	1,30 MW	4,41 MW	29,3 %
STRA 22SV1	5,73 MW	7,15 MW	12,91 MW	125,3 %
STRA 22SK1	3,55 MW	1,65 MW	5,20 MW	46,5 %

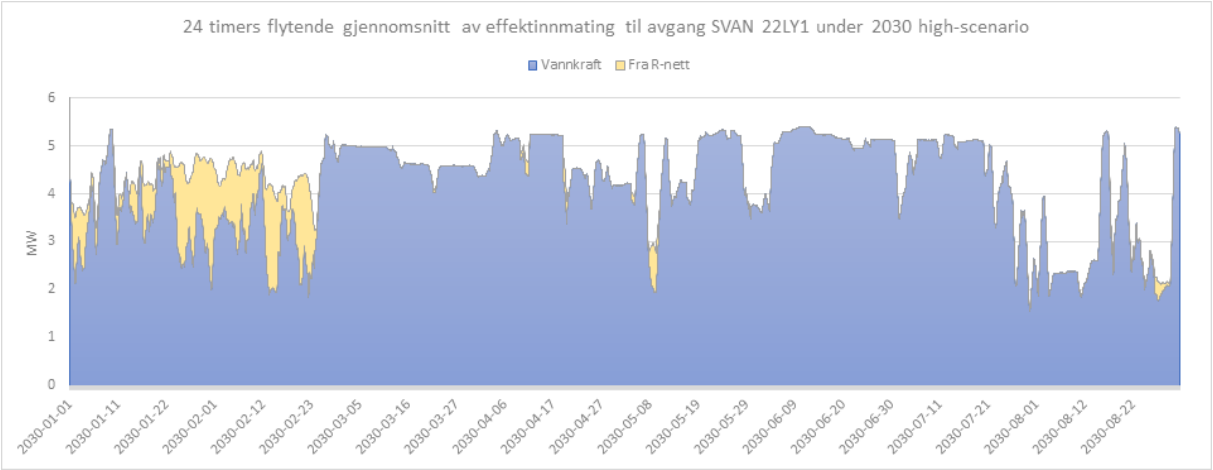
Det er etablert modeller for en mulig laststruktur for år 2030, basert på nevnte framskrivninger kombinert med reelle måleverdier fra lokalt forbruk og produksjon gjennom perioden 1. januar til 1. september 2019. Basert på disse modellene er det gjort analyser med lastflytberegninger. Under disse simuleringene har spenningsproblemer blitt vurdert og mulighetsrom for spenningsstabilisering ved hjelp av lokale vannkraftverk og distribuerte batterisystemer blitt undersøkt.

3.2.2 Husøy 2030

Simuleringer for SVAN 22LY1, dvs. avgangen ved Svanelvmo trafo for linjen via Lysbotn kraftverk til Husøy, viste følgende last- og innmatingsprofiler:



Figur 3-7 Modellert last, nettap og overføring til regionalnett for avgangen ved Svanelvmo trafo via Lysbotn til Senjahopen.



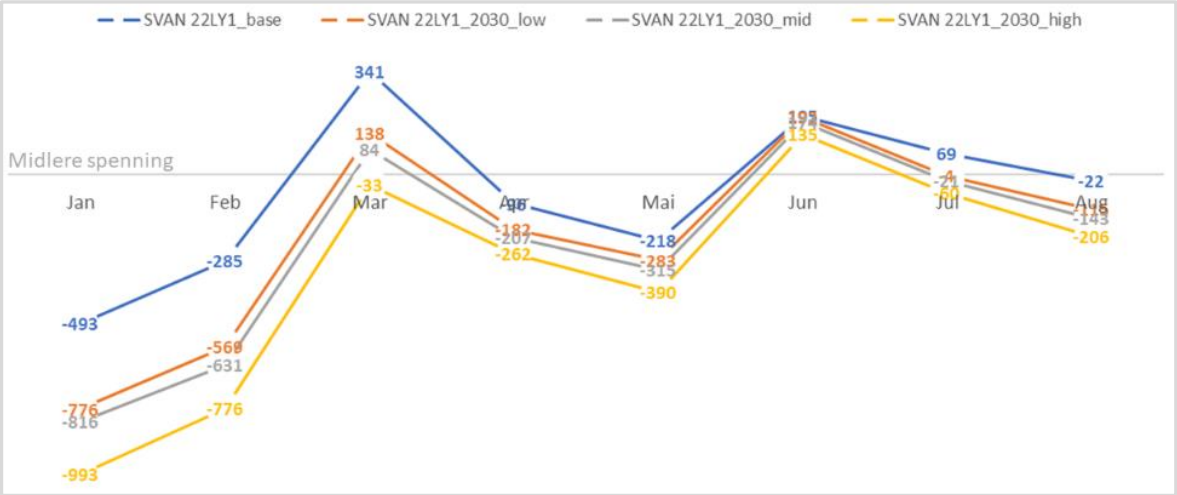
Figur 3-8 Modellert innmating fra Lysbotn vannkraftverk og regionalnett basert på fremskrevet lastbilde.

Som det fremgår av Figur 3-7 er lokale laster og nettap størst i vintermånedene, og nærmer seg for øvrig Lysbotn kraftverk maksimale effekt på 5,4 MW. Innmatingen til regionalnettet kommer fra vannkraftverket, jf. .

Analyseresultater viste store svingninger i spenningen. Mange av fluktueringene strekker seg godt utenfor grenseverdien på 4% av middelspenning. I high-scenarioet var det i januar hele 3,5 kV mellom høyeste og laveste spenning, med den laveste spenningen hele 9,06% under middelspenning.

Problemene er klart størst i januar og februar måned, med en stor kontrast til mars måned som kun opplevde svært små utslag fra middelspenning.

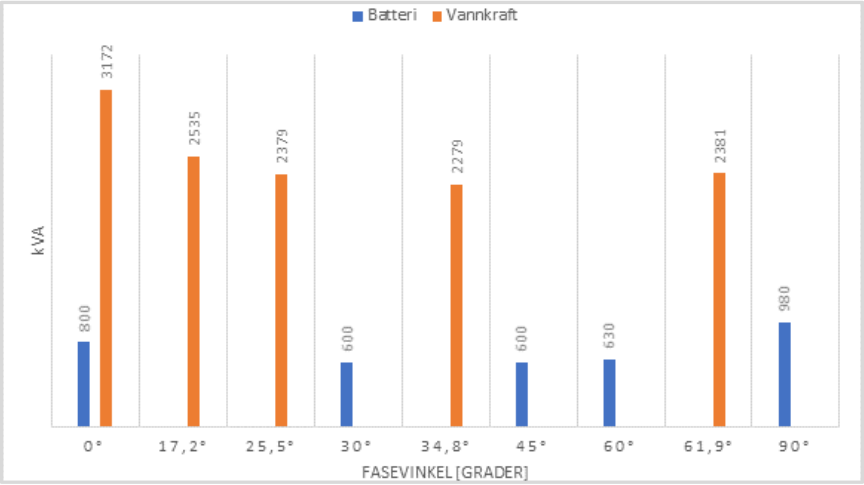
Store utslag i spenning er tett knyttet til perioder med store endringer i produksjonen fra Lysbotn Kraftverk. Måneder med jevn produksjon, som mars, juni og juli, har tilsvarende mindre svingninger i spenning. Det tilsier at spenningsforhold på Husøy er svært tett knyttet til produksjonen i Lysbotn.



Figur 3-9 Differanse mellom laveste spenning og middelspenning i hver måned i SVAN 22LY1. for fire ulike lastscenarier.

Tidspunkt med lave spenninger faller i stor grad på morgen og formiddag. Noen unntak finnes innenfor både ettermiddag og natt. Varigheten på spenningsfallene ligger oftest på mellom 1 og 4 timer, men perioder på opptil 8 timer er ikke uvanlig.

I stabilitetsanalyser for tyngste driftstime er det sett på hva som kreves for å oppnå grensespenning på høyspentskinnen i nettstasjon HUSØY NORD under high-scenariet for last, enten ved å justere produksjonen i Lysbotn Kraftverk eller ved installere batteri under nettstasjonen 246003 Stranda.



Figur 3-10 Effektinnmating nødvendig for spenningsstabilisering under SVAN 22LY1, time 10 den 24. januar, high-scenario.

Maksimale produksjonsgrenser i Lysbotn Kraftverk er 5,4 MW aktiv effekt og 5,3 MVAr reaktiv effekt. Kraftverket har et magasin som muliggjør fleksibel bruk av tilgjengelig vann, og er godt teknisk utstyrt for å håndtere endringer i produksjonsplaner.

Med dette som grunnlag kan det konkluderes med at stabilisering av spenningen på Husøy ved hjelp av styring av et lokalt plassert batterisystem og vannkraftverkets produksjon er mulig. Den nødvendige produksjonen fra Lysbotn Kraftverk er godt innenfor kraftverkets produksjonsgrenser. Regulering med batteri alene er også gjennomførbart, men vil stille krav til systemets kapasitet og ytelse. Aktivering av begge energiressurser samtidig vil redusere aktiveringsbehovet for hver av dem.

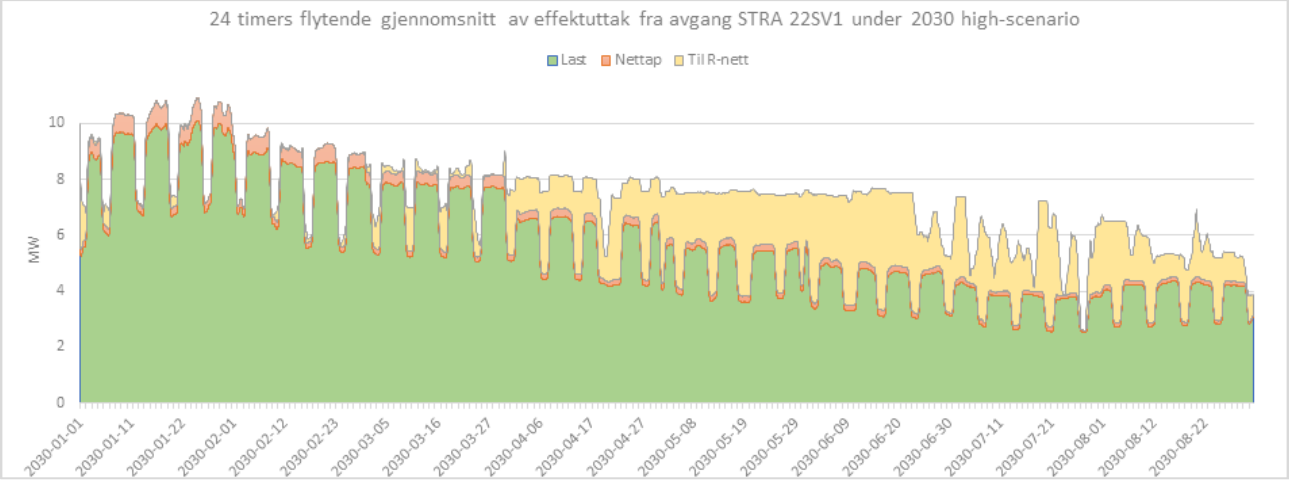
Noen av lavspenningsperiodene ligger under 4%-grensen i mange timer. Dette gjør at bruk av batteriet alene vil stille krav til stor energilagringskapasitet. Det er også verdt å nevne at opplading vil kunne foregå under lavlastsperioder uten store følger for spenningsverdiene.

En viktig observasjon fra analyseresultatene er at det er svært stor ulikhet mellom vannkraftverket og det simulerte batteriets respektive påvirkninger på spenningsforholdene på Husøy (se Figur 3-10). Dette har i stor grad å gjøre med den betydelige avstanden mellom Lysbotn Kraftverk og Husøy, og tilsvarende den korte avstanden til batteriet som gir gunstigere effekt lokalt.

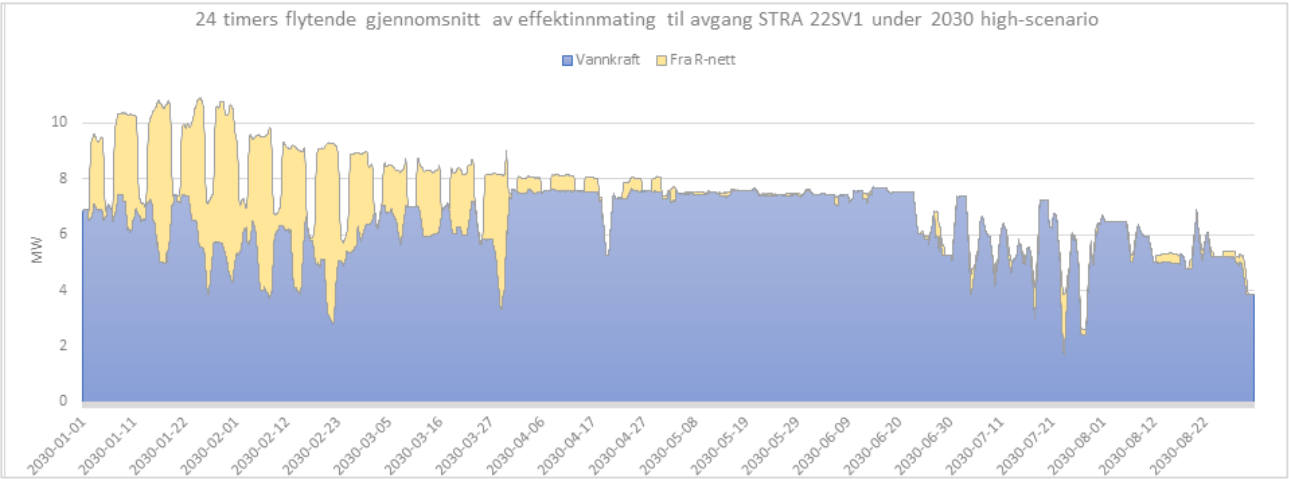
Aktivering av effekt med en ujevn fasevinkel krevde mindre ressurser for å oppnå grensespenning enn bruk av ren aktiv og reaktiv effekt. Dette var gjeldende for alle resultater fra analysen av spenningsstabilisering, og er en betraktning det vil være viktig å ta med i det videre arbeidet.

3.2.3 Senjahopen 2030

Analysene av avgangen fra Straumsnes trafo med linje via Bergsbotn kraftverk til Senjahopen (STRA 22SV1) viser følgende last- og innmatingsprofiler:

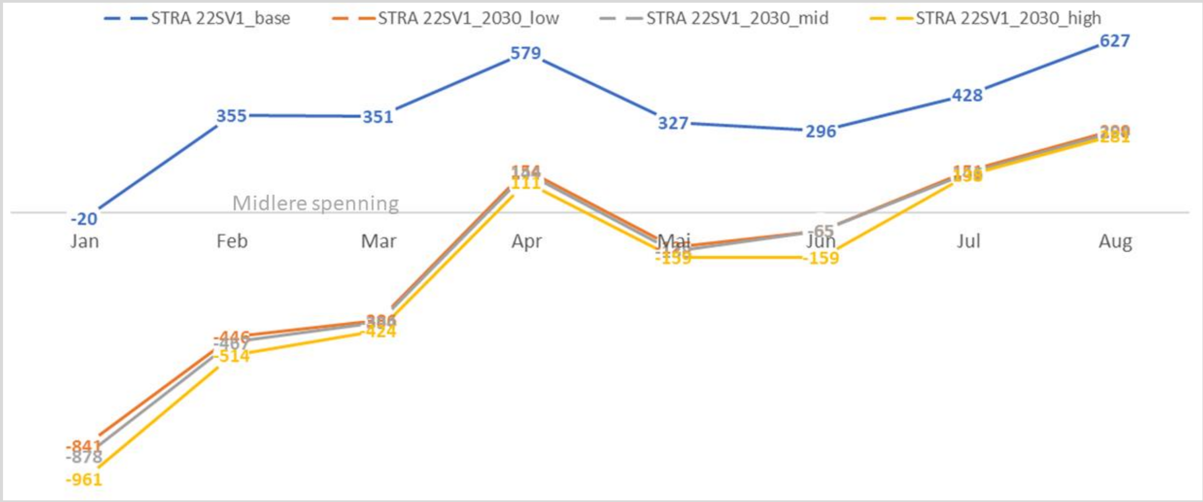


Figur 3-11 Modellert last, nettap og innmating til regionalnett for avgangen ved Straumsnes trafo via Bergsbotn til Senjahopen.



Figur 3-12 Modellert innmating fra vannkraftverk og regionalnett.

I likhet med avgangen mot Husøy har STRA 22SV1-avgangen mot Senjahopen hyppige og betydelige svingninger i spenningen i løpet av vintermånedene. De største utslagene i spenningskurven under high-scenarioet strekker seg 8,89% under merkespenning, og har et spenn på 3,5 kV i januar måned.

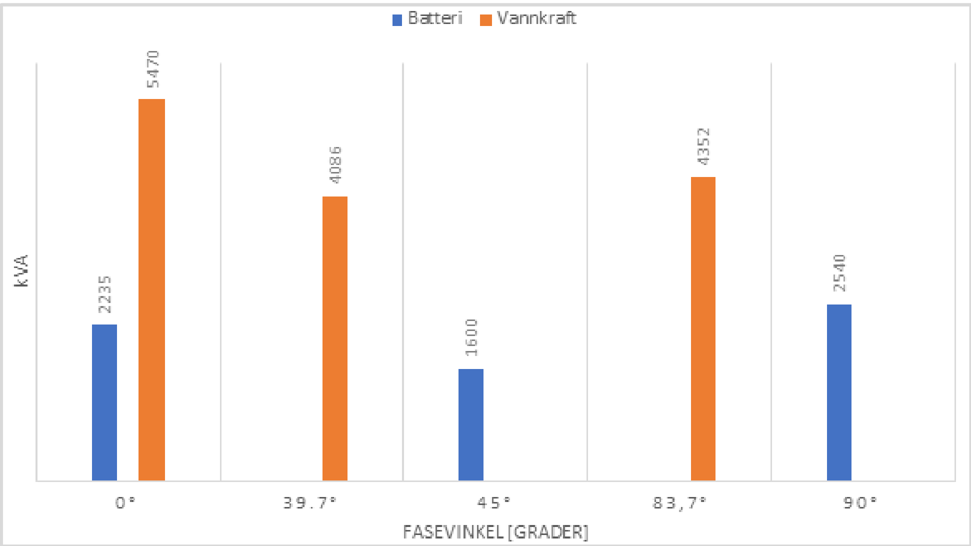


Figur 3-13 Differanse mellom laveste spenning og middelspenning i hver måned i STRA 22SV1, for fire ulike lastscenarier.

Produksjonen i Bergsbotn Kraftverk har i likhet med Husøy-spenningens knytning til Lysbotn Kraftverk en tydelig effekt på spenningsforholdene på Senjahopen, men i noen mindre grad.

Spenninger utenfor grenseverdien forekommer for alle tre 2030-scenariene kun i ukedager, og stort sett innenfor perioden 08:00-14:00. Spenningskurven i base-scenariet har langt større ujevnheter enn de resterende tre. Dette har å gjøre med den store introduksjonen av nye laster i 2030-scenariene. Økningen på 125,3% av dagens makslast ble tildelt standardkurver for industri, og følger derfor i stor grad arbeidshverdagen, som i tur gjenspeiles i spenningskurven.

For å oppnå grensespenning på høyspentskinnen i nettstasjon 254019 NERGÅRD under high-scenariet for last var det behov for å justere produksjonen i Bergsbotn Kraftverk eller fra et simulert batterisystem under nettstasjon 254028 FRYSERIET stabilisert spenningen:



Figur 3-14 Effektinnmating nødvendig for spenningsstabilisering under STRA 22SV1, time 15 den 18. januar, high-scenario.

Maksimale produksjonsgrenser i Bergsbotn Kraftverk er 7,8 MW aktiv effekt og 8,0 MVAr reaktiv effekt. Kraftverket har et magasin som muliggjør fleksibel bruk av tilgjengelig vann, og er godt teknisk utstyrt for å håndtere endringer i produksjonsplaner.

Med dette som grunnlag kan det konkluderes med at stabilisering av spenningen på Senjahopen ved hjelp av styring av et lokalt plassert batterisystem og vannkraftverkets produksjon er mulig. Den nødvendige produksjonen fra Bergsbotn Kraftverk er godt innenfor kraftverkets produksjonsgrenser. Regulering med batteri alene vil kreve et batteri av betydelig størrelse, men er mulig, men vil stille krav til systemets kapasitet og ytelse. Aktivering av begge energiressurser samtidig vil redusere aktiveringsbehovet for hver av dem.

Lavspenningsepisodene for avgangen er så langvarige at et batterisystem som alene skal kunne håndtere problemperioder må ha en svært stor energilagringskapasitet. Dette er imidlertid under forutsetning om at spenningene under avgangen skal holdes innenfor 4%-grensen til enhver tid, noe som ikke nødvendigvis er hensiktsmessig. Videre kan batteridrift kjøres i kombinasjon med andre fleksibilitetstilbydere for å bedre utnytte tilgjengelige ressurser.

Tilsvarende som for Husøyavgangen er det også på denne avgangen svært stor forskjell på mengden effektaktivering nødvendig for å nå grensespenning mellom de to energiressursene jf. Figur 3-14. Også her er dette et resultat av kraftverkets store fysiske distanse fra lastområdet på Senjahopen og batteriets nære plassering.

Simuleringer for spenningsregulering ved hjelp av regulering av energiressurser viste gode resultater. Behov for innmating av effekter for å stabilisere spenningen er innenfor det som er realistisk gjennomførbare verdier for både batterisystemer og vannkraftverk.

3.3 Konvensjonell strategi for håndtering av kapasitetsutfordringene på Senja

For å møte en forventet økt belastning i nettet til enhver tid, må vi som netteier enten øke overføringskapasiteten i nettet eller iverksette tiltak lokalt for å få en balanse mellom tilgjengelig overføringskapasitet og uttak av strøm.

3.3.1 Nettforsterkning

Den konvensjonelle måten å håndtere økt strøm- og effektforbruk på har vært utbygging av nytt, eller forsterkning av eksisterende kraftnett. For Senja som helhet må det uansett investeres nye sjøkabler og økning i regionalnettspenningen fra 66 til 132 kV. Her arbeides det også med en ny kobling mot Kvaløya og Tromsø gjennom en sjøkabel mellom Botnhamn og Brensholmen. En slik utbygging har imidlertid lang realiseringstid. Hvis netteierne skal forsterke kraftnettet må disse pengene hentes inn igjen. Det å forsterke kraftnettet vil derfor øke nettleiekostnadene betydelig. Det vil imidlertid gi nettkundene i regionen et mer robust nett.

Et annet alternativ som er vurdert er forsterkning av 22kV distribusjonsnett fram til lasttyngdepunktene. Dette er et alternativ med lavere investeringskostnader enn regionalnett, men vil være begrensende på fremtidig overføringskapasitet og dermed ikke kunne møte forventet forbruksøkning på samme måte som en regionalnettsløsning. Forsterkning av 22kV distribusjonsnett har også relativ lang realiseringstid på grunn av lange strekninger. Økt overføring av energi via distribusjonsnett vil gi høye nettap og avbruddskostnader ved feil over tid, sammenlignet med regionalnettsalternativet. Det vil i tillegg være behov for kompenseringstiltak ute i nettet.

Totalt sett er forsterkning av distribusjonsnett vurdert som et mindre attraktivt alternativ enn utbygging av regionalnett. Mellomløsninger vil kunne aktualiseres dersom pilotprosjektet viser seg å bli vellykket.

3.3.2 Reservekraft

Det har tradisjonelt også vært benyttet lokal reservekraft basert på utplasserte dieselaggregater. Da benyttes store aggregat som effektstøtte langt ute i distribusjonsnettet, for å få tilgang på tilstrekkelig effekt, og opprettholde spenningskvalitet. Troms Kraft Nett har tidligere erfaring med bruk av dieselaggregat på Sommerøya for å avhjelpe en anstrengt overføringssituasjon, men en slik løsning har imidlertid betydelige negative miljøkonsekvenser. Troms Kraft Nett beregnet at dieselaggregatet på Sommerøya ga et CO2-utslipp på 560 kg per MWh elektrisk energi produsert. En prognose for reservekraftbehovet i pilotområdet indikerer årlige CO2-utslipp på 800 tonn i 2030 ved bruk av denne løsningen, noe som på årsbasis anslagsvis er i samme størrelsesorden som utslippet fra alle personbilene på nord-Senja (uten elektrifisering).

3.3.3 Reaktiv kompensering

Spenningsutfordringer i lange nett kan korrigeres ved å benytte reaktiv regulering for å kompensere for spenningsfall. Kondensatorbatteri med enklere styring (f.eks. PLS) benytter effektbryter for å koble inn og ut kondensatorer ved visse belastninger i nettet. Dette er relativt rimelige anlegg, men er statisk og kan forårsake utfordringer med overharmoniske frekvenser og transiente overspenninger. Reaktiv regulering med et SVC (Static Var Compensator) anlegg, er et mer dynamisk anlegg som føler på spenning og styrer kondensator og spole ved bruk av kraftelektronikk. Dette gir bedre kompensering, men er relativt dyrt å anskaffe og vedlikeholde.

I motsetning til tradisjonell reaktiv kompensering har batteri gode reguleringsegenskaper og kan levere en miks av aktiv- og reaktiv effekt, for å bidra ved effektknapphet og spenningsstabilisering.

3.3.4 Nettleietariffer

Måleverdier som avleses av nettselskapets måleutstyr, er grunnlag for beregning av nettleie og energiforbruk/energiflyt i målepunktet. Nettleien betales i samsvar med gjeldende tariff med tillegg av offentlige avgifter, og normalt etter faktisk målt forbruk i perioden. Av strømregningen til kunde utgjør nettleien ca 30%.

Nettleie regulering

Det er Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) som regulerer nettselskapene. Nettselskapet kan dele kundene inn i kundegrupper som tilbys ulike tariffer, basert på relevante nettforhold. Effektavregnede kunder omfatter i hovedsak næringskunder, men inkluderer i enkelte distribusjons-nett også husholdningskunder, der alle har fått AMS målere. Nettselskapene har varierende praksis ved fastsettelse av effektgrunnlag. Mens enkelte benytter kundens maksimaleffekt pr måned, legger andre til grunn gjennomsnittlig effekt av flere målinger over samme periode. Begge løsninger er imidlertid vurdert å være innenfor gjeldende regelverk. Nettselskapene har fortsatt anledning, men ikke plikt, til å tilby reduserte tariffer for utkoblbare kunder. Denne kan benyttes dersom nettselskapet har, akutt eller forventet knapphet på, overføringskapasitet og dermed behov for utkoblbar reserve.

Hos Troms Kraft Nett gjelder følgende takster:

- *Nettleie:* for næring- og husholdningskunder, med faktisk målt forbruk over 100 000 kWh/år, nettleie bestående av Fastledd + Energiledd + Effektledd. Effektleddet blir avregnet med fastsatte takster for månedens høyeste målte timeverdi (kW/mnd).

- *Reaktiv effekt:* Forbruk over 33% av aktivt energiforbruk (kWh), uttak med cos phi <0,95 faktureres.
- *Fleksibelt forbruk (utkoblbar):* Kunder som tegner nettleieavtale om fleksibelt forbruk, og kan kobles ut ved behov, får rabatt på effektleddet på ordinær nettleietariff. Dette tilbudet gjelder for anlegg med installert effekt over 500 kW og med fjernstyring fra driftssentralen til Troms Kraft. Det stilles ikke krav til reserveforsyning ved utkobling, men kunden må selv ta ansvaret for eventuelle konsekvenser når strømforsyningen uteblir. Forbruket vil bli koblet ut når det er behov for dette og ut ifra kapasitetsbegrensninger i strømnettet. Troms Kraft Nett styrer utkoblingene, og kunder må påregne strømutkoblinger opptil flere ganger i året. Momentan utkobling og ubegrenset varighet gir 50 prosent rabatt på effektleddet på ordinær nettleietariff.

NVE ser endringer i bruken av kraftnettet, nytt forbruksmønster driver frem et behov for å se på utformingen av tariffene i distribusjonsnettet. Det ble i 2015 foreslått en overgang til effekttariffer for alle kunder. Ulike modeller har vært diskutert; Maks effekt, abonnerteffekt eller Time-of-use. Det er enda ikke vedtatt endring fra myndigheter på dette punktet.

En utfordring med å kun benytte effekttariffer er at det ikke gir momentan justering av effektpådraget i systemet. Prissignalene ser ikke ut til å være et tilstrekkelig sterkt insentiv.

3.3.5 Kartlagte investeringer

I utredning fra 2015 analyserte TKN kostnader for å imøtekomme veksten i regionen. Mest foretrukne løsning samfunnsøkonomisk sett ble kartlagt å være etablering av ny transformator-stasjon på Nord-Senja. Løsningen ble den gang anslått å ha en investeringskostnad på størrelsesorden 200-250 MNOK, forutsatt med regionalnettsforsyning fra Silsand trafostasjon. Alternativ forsyning fra Brensholmen trafostasjon ga estimerte investeringskostnader på 300-350 MNOK.

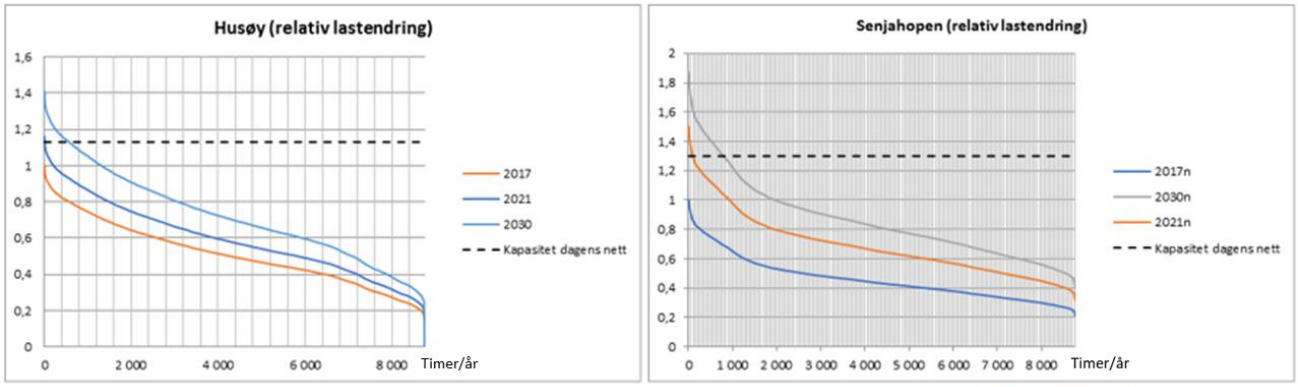
TKN jobber i dag med å utvikle nye regionalnettsløsninger på nord-Senja, og har forhåndsmeldt begge de forannevnte alternative regionalnettsforsyningene.

4 Smart infrastruktur - Nye muligheter for å styrke lokal forsyningssikkerhet og nettkapasitet

For å unngå overlast i nettet må det foretas grep for å heve kapasitet og/eller flytte/endre forbruk slik at toppene reduseres. Hensikten med denne konseptstudien er å fokusere sistnevnte strategi som kan bli et viktig supplement til førstnevnte. Topplastene kan påvirkes på ulike måter som det fremgår av påfølgende avsnitt.

4.1 Lokale løsninger på lokale problem

Det er ledig kapasitet i forsyningen til nord-Senja i store deler av året, og det er kun er snakk kortere perioder med begrenset/redusert kapasitet i forsyningen som følge av effekttopper. Like fullt er nettselskapet pliktig å dimensjonere nett slik at det ikke oppstår timer med overlast.



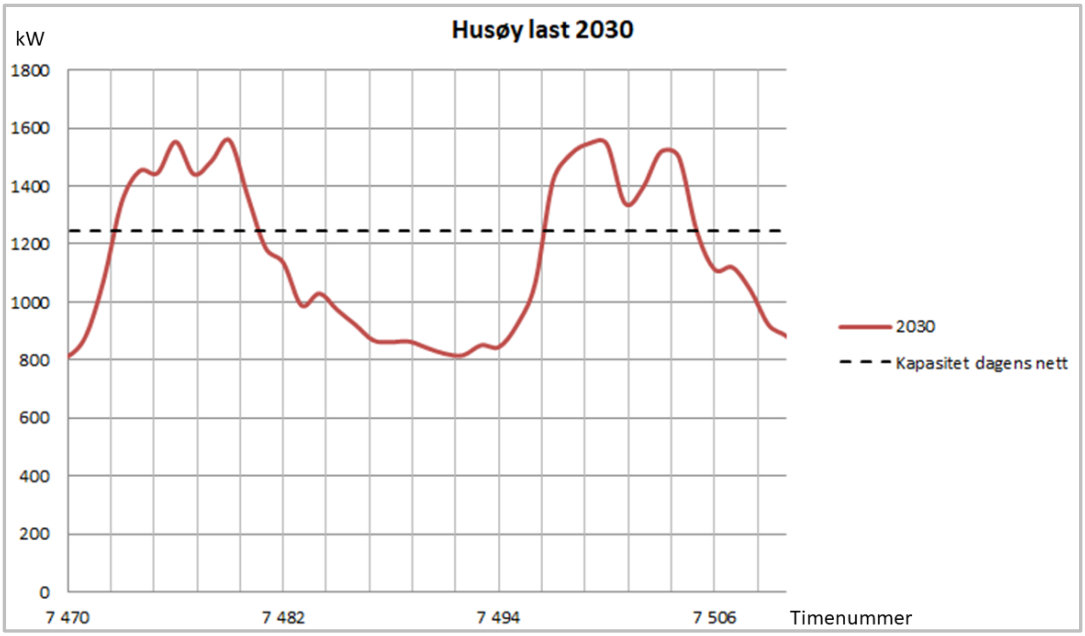
År	2021	2030
Timetall	6	569
Energimengde [MWh]	0,1 (115 kWh)	47,7

År	2021	2030
Timetall	88	786
Energimengde [MWh]	31,4	561,9

Figur 4-1 Varighetskurver Husøy og Senjahopen (målt og prognostisert). Lastskalaen vist på Y-akse er normalisert i forhold til maksimal last målt i 2017. Som det fremgår av figurene tilsier prognosene for 2021 og 2030 at maks last overgår nettkapasiteten (stiplet svart linje) allerede rundt 2020, og da spesielt ved Senjahopen.

Som Figur 4-1 viser vil TKN, med utgangspunkt i samme grunnlag som lastprognosen vist i Figur 3-6, oppleve et betydelig antall timer med overlast i nettet i årene som kommer, i forhold til dagens overføringskapasitet. Samtidig vil det fortsatt være ledig kapasitet i nettet i størsteparten av året. I dette perspektivet fremstår det som rasjonelt å fokusere på mulige tiltak for å begrense effekttoppene eller øke lokal kraftproduksjon fremfor ensidig fokus på å oppgradere nettet i forhold til en stadig økende maksimal effekt.

4.1.1 Topplasten fordeles utover perioder med ledig kapasitet



Figur 4-2 Eksempel timeslast Husøy 2030.

Som figuren over viser vil det energimessig være ledig kapasitet i dagens nett, men effektuttaket er for høyt i forholdsvis mange timer. Ved å fordele uttak som er for høyt i forhold til kapasitet i nettet, til perioder med ledig kapasitet, vil overlast kunne unngås samtidig som samme energimengde forsynes fra distribusjonsnettet.

4.1.2 Effekttrekk i tunglastperioder reduseres

Maksimalt effekttrekk fra distribusjonsnettet kan reduseres ved at uttakskunder dekker sitt behov med lokal fleksibilitet (batteri, reduksjon av forbruk, etc.). Dersom forskjellen mellom last og kapasitetsgrense dekkes lokalt vil overlast i nettet forhindres. Det anses imidlertid utfordrende å basere nettdrift på dette, da det vil være usikkerhet knyttet til tilgjengelig nedreguleringsvolum i et fleksibilitetsmarked. Dersom lokal nedregulering svikter, og nettselskapet må koble ut nettet, vil nettselskapet være KILE-ansvarlig på lik linje som ved andre utfall.

4.1.3 Kjøpe oppregulering av aktiv effekt av kraftverkene på øya

Det er en potensiell mulighet for TKN å inngå en privatrettslig avtale om effektstøtte med kraftverkene Bergsbotn og Lysbotn på Senja. Begge kraftverkene har betydelig installert produksjon og egner seg godt til regulering i det aktuelle nettet. I en typisk avtale beskrives mengden (både volum og effekt) kraftverkene til enhver tid skal kunne stille for å avhjelpe potensielle kapasitetsproblemer. Metoden anses som svært effektiv for nettdriften.

4.1.4 Kjøpe oppregulering av reaktiv effekt hos forbrukere/kraftverk/batteri

Mye av kapasitetsutfordringene i dagens nett består av for lav spenning. Spenningen i svake nett er svært sensitiv for de reaktive forholdene på stedet. Av den grunn må tilførsel/handel av reaktiv effekt anses å være effektivt i mange tilfeller. Simuleringer viser at eksemplet med overlast vist i Figur 4-2 kan løses ved å tilføre 200 KVAr på Husøya (tiltaket vil heve spenning til over 20,6 kV).

4.2 Batteri

Batteriteknologi basert på Litiumion-teknologi og invertere basert på UPS teknologi, brukes I flere testprosjekter i Norge for å effektivisere utbyttet av solcelleinstallasjoner og peakshaving for å redusere effektleddet i tariffene for næringsbygg. I resten av Europa, der strømprisene er høyere enn i Norge, er det flere anlegg i full drift. Ett eksempel er Amsterdam Arena, der det er installert energilagring for å slippe bruk av dieselaggregater ved arrangementer og for å optimalisere utnyttelsen av installerte solceller. I området rundt arenaen har det vært mangel på strøm. Dette har gjort at ved å utnytte ubrukt kapasitet til kjøp og salg har de optimalisert bruken av anlegget. I dette anlegget er det også en andel brukte batterier. Disse batteriene har vært brukt i Nissan Leaf før de ble demontert og satt sammen igjen til bruk I faste installasjoner. De brukte batteriene har halvparten av energien av de nye i samme volum. De har også halve levetiden. Dette har gjort at de etter at levetiden på de brukte batteriene er nådd, kan bytte til nye batterier og få dobbel kapasitet i samme rack og med samme kraftelektronikk. Prosjektene som gjennomføres i Norge er fortsatt i en tidlig fase med lite læring for vårt prosjekt.

Batteriløsningen vil gi noen utfordringer. Kapasiteten i nettet der batteriene plasseres vil avgjøre hvordan de kan lades opp. Dette må tas hensyn til i vurderingene I Storskala Demo prosjektet. Teknologien er heller ikke ufarlig, noe som blant annet fører til at alle batterier er spesialtransport. Det er viktig at batteripakkene er testet I henhold til IEC 62619 og har et tilfredsstillende batteri monitoreringssystem for å overvåke alle strøm- spennings- og temperaturøkninger og slå av den aktuelle delen av systemet.

Energilagringssystemene skal kunne kompensere for frekvensfall i nettet, underspenning, korrigere for korte effekttopper og flytte last. Simulert effekt og energibehov på de to lokasjonene, samt og kompensering for reaktiv effekt gir indikasjoner på at en drift av inverterene på 45° gir den beste utnyttelsen av batteriene. Teknologien som brukes må ha dokumenterte egenskaper i dette driftsområdet. Storskala demo prosjektet bør vurdere optimal plassering av lagringsenhetene både i forhold til nettdrift og dimensjonering av batteriene. Simuleringen viser at energien i batteriene må økes vesentlig dersom plasseringen flyttes fra Husøya til innmatingspunktet til Lysbotn vannkraftverk.

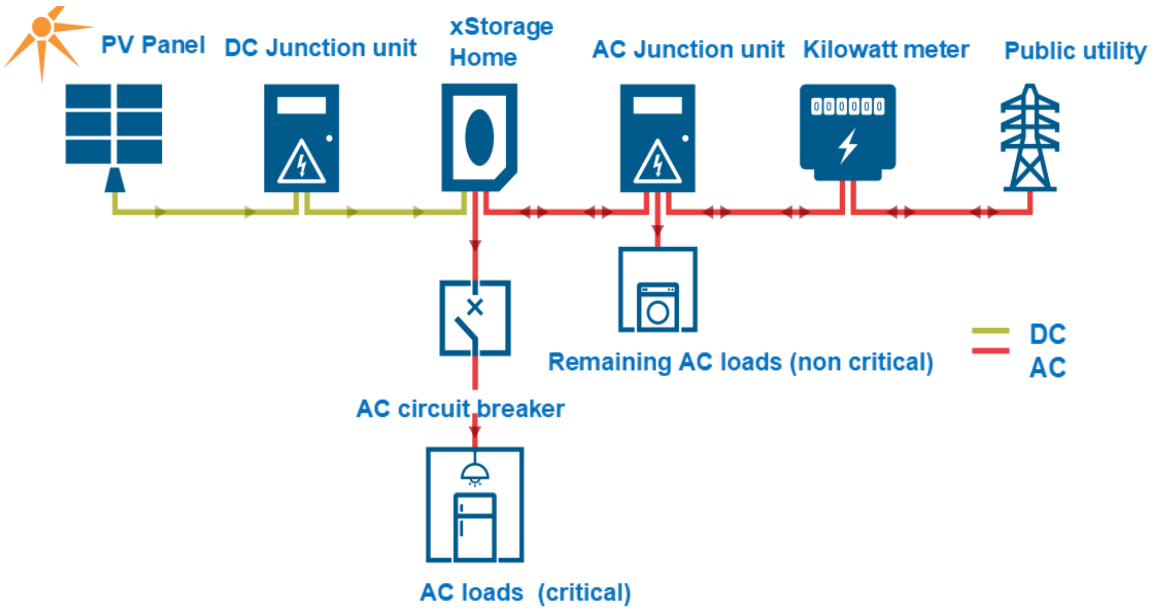
Når det gjelder energibehovet, viser simuleringene at det kan oppstå perioder med 5 timer underspenning. De oppgitte verdiene er effekten inverterne må dimensjoneres I henhold til. For å finne det totale energibehovet I den verste perioden må vi bruke varighet og effektvariasjoner. Deretter må vi se på hvordan vi kan samkjøre batteriene med de andre tiltakene og tilskudd fra vannkraftverkene.

4.2.1 Batteri hos husholdningene

For de privatkundene som velger å montere solcelleanlegg kan energilagring være et alternativ som bidrar både til lønnsomheten i kundens installasjon og fleksibilitet for storskala demo prosjektet. Nettselskapet Lyse og deres entreprenør Smartly har igangsatt et prosjekt der de betaler for å reservere deler av kapasiteten i Eaton's xStorage Home for egen fleksibilitet.

Kundene kan også installere energilagring for å flytte den lasten lading av en elbil vil utgjøre. Batteriet lades i lavlastperioder og energien brukes til å lade bilen dersom det er behov for dette i perioder med dårlig kapasitet I nettet.

De privatkundene som ønsker det, kan få systemer der energibruk i boligen, oversikt over produksjon fra solcellene, lading av batterier og billader kan integreres i en app.



Figur 4-3 Eksempel på batteriløsning i hjem, her med lading fra både solpanel og kraftnett.

For privatkunder er det to ulike løsninger vi kan benytte. Den ene er en énfase løsning med hybrid inverter. Solcellene bruker da den samme inverteren som batteriene. Dersom kunden velger denne inverteren, kan de også vente med installasjon av batterier. Systemet er klargjort for peakshaving, reservekraft og billading. Den andre løsningen er en trefase løsning med høyere kapasitet. Denne vil det være hensiktsmessig at et tun eller boligsameie deler på. Denne lades og forsyner nettet via AC, og kan styres uavhengig av solcellene. Her må solcelleanleggene ha egen inverter.

4.3 Lokal solenergiproduksjon

Som nevnt i forrige avsnitt kombineres batteri ofte med solcelleanlegg. Dette vil også være av interesse for å øke lokal kraftproduksjon og samtidig redusere nettapene på de lange radialene.

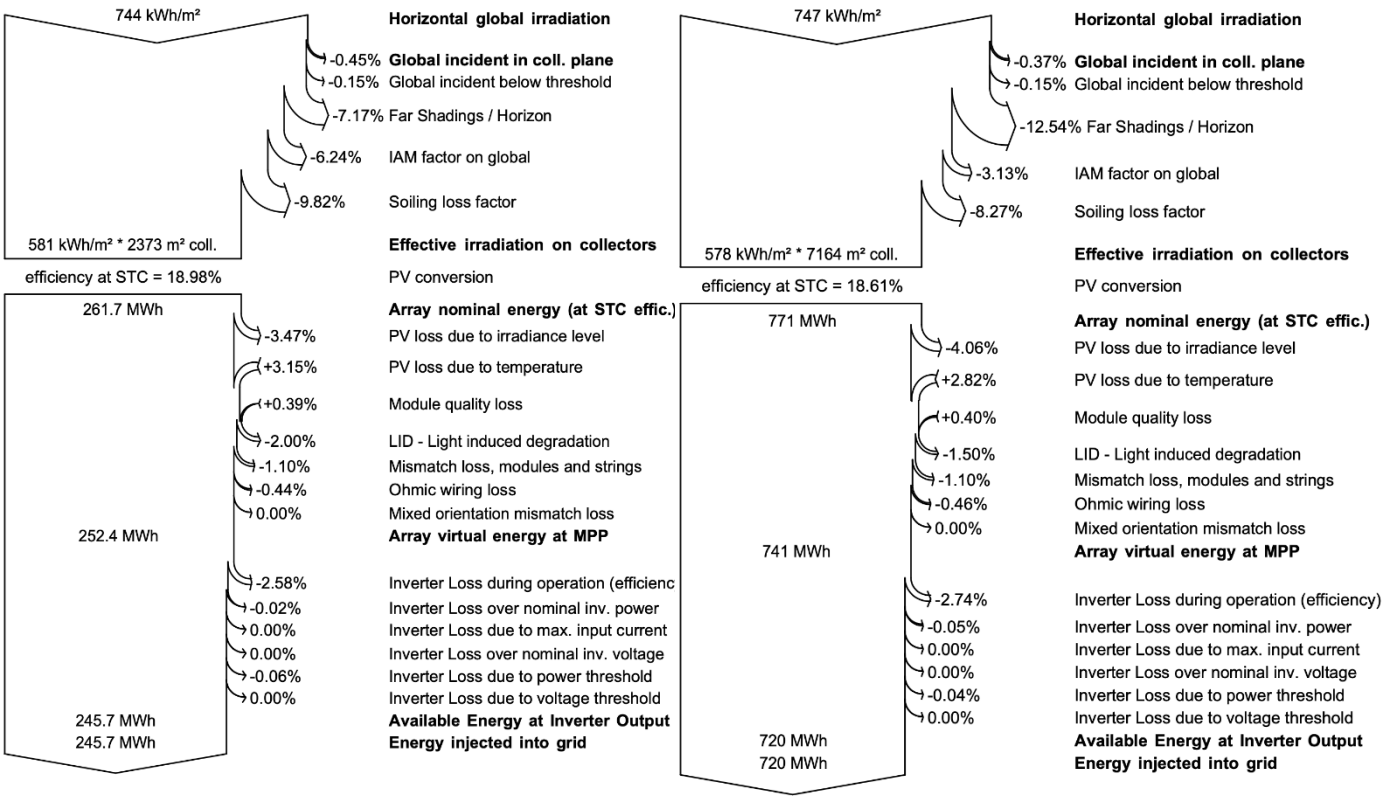
Det er mange muligheter for plassering av solcelleanlegg på Husøy og Senjahopen. Bl.a. bakkemontert, privathus og industribygg. En av de opplagte mulighetene er på taket av byggene til Brødrene Karlsen AS eller Nergård AS. Dette gir de største sammenhengende systemene som ikke opptar areal som kan brukes til andre formål, og er erfaringsmessig sannsynligvis det de stedene på Husøy og Senjahopen som gir mest solkraft per krone.

Andre steder kan også være aktuelle, men som utgangspunkt for denne solutredningen har vi tatt utgangspunkt i nevnte bygg. Tilgjengelig takareal er på ca 3 765 m^2 hos Brødrene Karlsen AS og 10 900 m^2 hos Nergård AS.

Det forutsettes at bygningene tåler belastningen av solcellesystemene.

- For en flat takflate på ca 3 765 m^2 er det med høy utnyttelse av takareal og solcellemoduler av moderat ytelse mulig under gjennomsnittlige værforhold å hente ut rundt 245 MWh første år. Takflaten representerer mulig areal for solcellesystem på bygningen til Brødrene Karlsen AS. For skrå takflater vil energiutbyttet bli +/- 30 % av dette avhengig av orientering og helning.
- For en flat takflate på ca 10 900 m2 er det med høy utnyttelse av takareal og solcellemoduler av moderat ytelse mulig under gjennomsnittlige værforhold å hente ut rundt 720 MWh første år. Takflaten representerer mulig areal for solcellesystem på bygningen til Nergård AS. For skrå takflater vil energiutbyttet bli +/- 30 % av dette avhengig av orientering og helning.

Energitap i systemene er vist i tapsdiagrammene vises under.



Figur 4-4 - Tapsdiagram for solcellesystem Husøy på bygg til Brødrene Karlsen AS t.v. bygg til Nergård AS t.h.

4.3.1 Aktiv versus reaktiv effekt

En mulighet med enkelte vekselrettere til solcellesystem er at de ikke bare kan mate ut aktiv-, men også reaktiv effekt. Noen vekselrettere kan justere dette forholdet med fra -1 til +1. Med denne muligheten kan en påvirke spenningsnivået på innmatingspunktet relativt betydelig. For Husøy som har utfordringer med spenningsnivået, kan aktiv styring av forholdet mellom aktiv- og reaktiv effekt være med på å holde spenningsnivået innenfor akseptable nivåer. I hvor stor grad dette er mulig tas som en del av områdets nettanalyser.

4.3.2 Solcellesystem som snøsmelteanlegg

Solcellemoduler har den egenskapen at de ikke bare kan generere strøm, men kan også forbruke dette pga innebygd motstand. Dette betyr at en kan kjøre strøm tilbake gjennom solcellemodulene og smelte snø. Dette gjør at en kan fjerne snø fra solcellemodulene mye tidligere enn naturlig

smelting og dermed starte elektrisitetsproduksjon tidligere på våren. I tillegg kan en med dette fjerne behovet for manuell snørydding på taket og enkelt redusere belastningen på bygget pga snølast.

4.3.3 Solceller og batteri Husholdningssegmentet

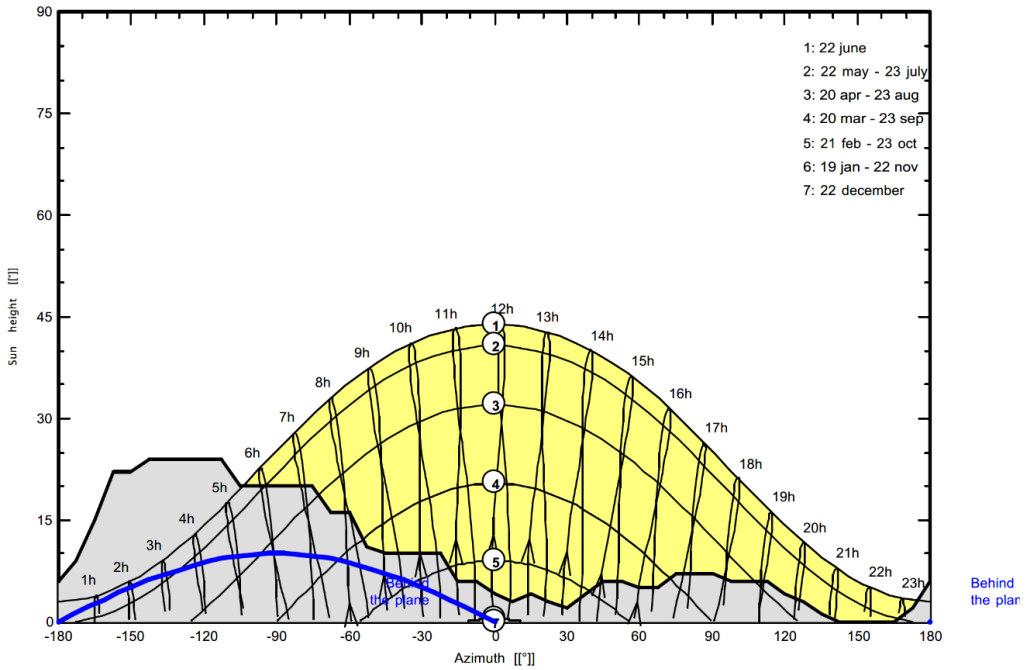
Et bidrag til å redusere den lokale belastningen i kraftnettet kan være lokal produksjon av kraft og /eller lagring hos sluttbruker for eget forbruk eller for innmating i nettet.

Solceller i kombinasjon med batteri gir i så måte den mest fleksible løsningen for å håndtere svingninger i energitilgang, eget energibehov og kraftnettets utfordringer. Som det fremgår av Figur 5-12 ønsker mange husholdninger å bidra med egenprodusert strøm fra solcelleanlegg.

I Odin Eikelands masteroppgave [12] er det foretatt simuleringer av et 45 m^2 stort solenergianlegg plassert på et sørvendt tak på Tromsø med helningsvinkel på 30°, en årsproduksjon på 5 800 kWh, basert på en virkningsgrad på 17.5%. Det gir ca. 130 kWh per år og kvadratmeter solpanel i Tromsø.

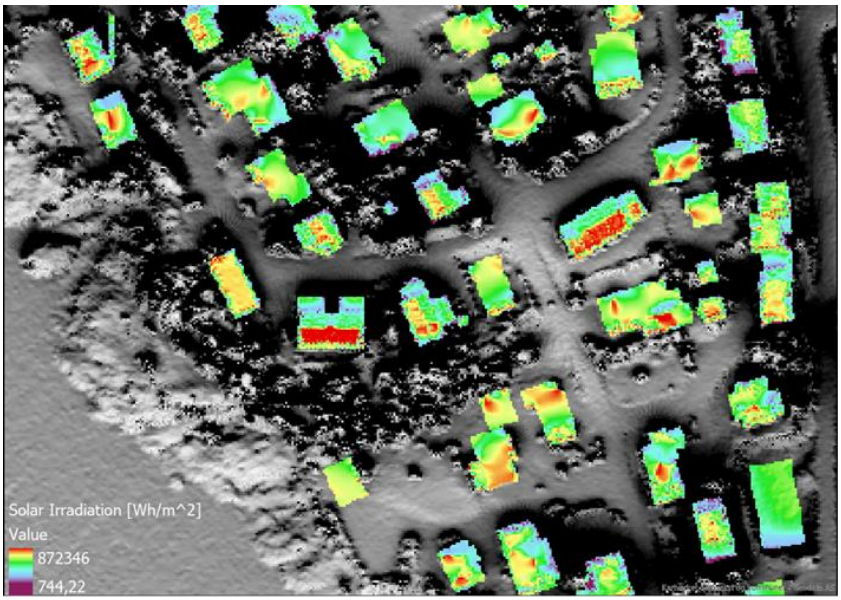
Dette er ikke direkte overførbart til Senja, men gir likevel en pekepinn på hva som kan forventes.

En sentral forskjell fra Tromsø vil være skjerming fra fjellene rundt de aktuelle områdene.



Figur 4-5 Horisont og solbaner gjennom døgnet for ulike deler av året, sett fra Husøy. (Kilde: Solbes AS). Asimuth vinkel på x-aksen viser himmelretning der «-90» er rett øst, «0» er rett sør og «90» rett vest. Solhøyden er gitt på y-aksen gjennom døgnets 24 timer. Grå felt viser retninger med skygge fra fjell eller andre hindringer, mens gule områder representerer mulige solvinkler som gir direkte solinnstråling.

Odin Eikeland har kartlagt solpotensialet på hustak på Husøy jf. utsnitt av solkart gitt under.



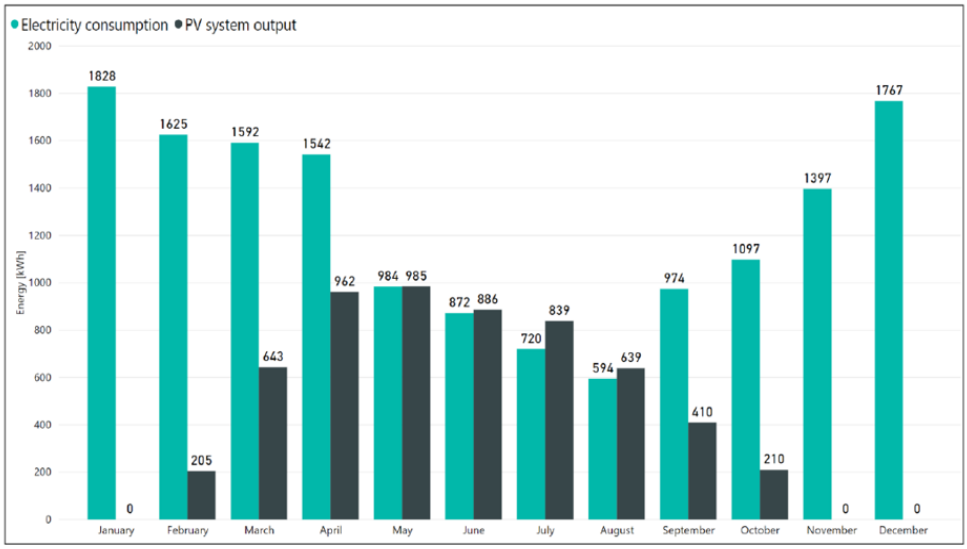
Figur 4-6 Utsnitt av solkart utarbeidet av Odin Foldervik Eikeland.

Solkartet illustrerer variasjonen i potensial lokalt, der sydvendte takflater som forventet er gunstigst.

I Storskala pilotprosjektet vil solenergipotensialet studeres mer spesifikt for Nord-Senja.

Solpanel hos husholdninger anses som et meget viktig bidrag å få testet ut, da dette er konsept som potensielt kan få stort omfang i kraftmarked i årene som kommer. For å sikre et hensiktsmessig valg av testanlegg vil det være naturlig å velge et sett med anlegg ut fra ulike hypoteser som ønskes testet i praksis, med fokus på:

1. Spesielle forhold rundt solenergi i Nord-Norge
2. Forhold knyttet til belastningen av lokalt kraftnett
3. Maksimal læringseffekt for prosjektets deltakere og samfunnet forøvrig



Figur 4-7 viser et typisk forbruk fra en enebolig er plottet mot produksjonen fra det sørvendte solenergi systemet (fra Tromsø). (Kilde: Odin Eikelands Masteroppgave).

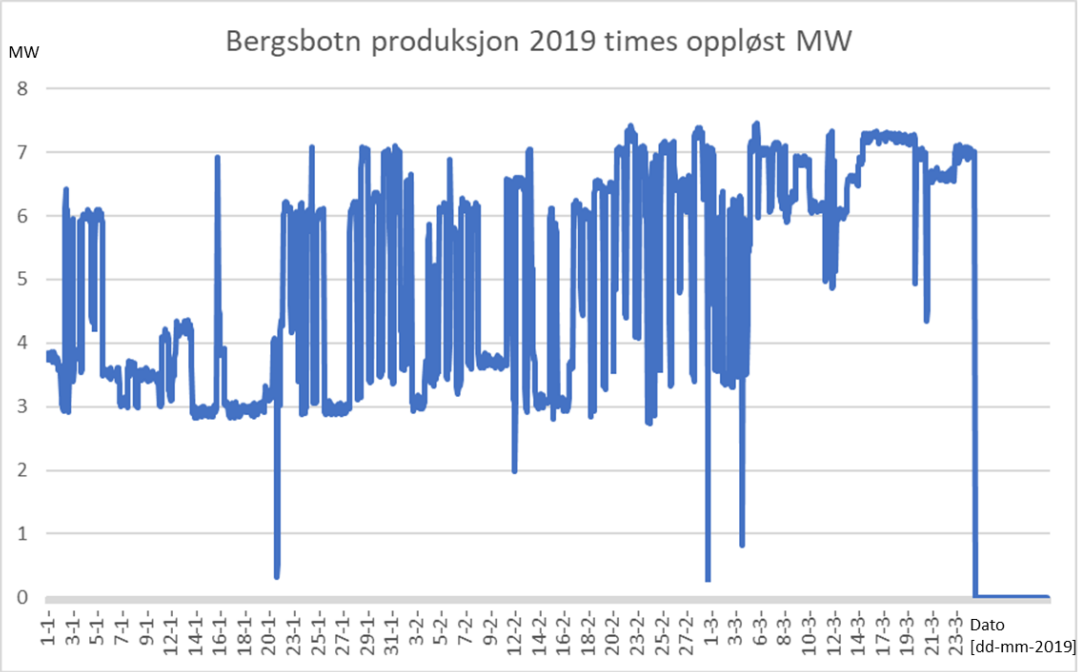
4.4 Lokal vannkraftproduksjon

Senja har i dag tre vannkraftverk i drift, som alle eies og driftes av Troms Kraft Produksjon AS (TKP). Disse er:

- Bergsbotn kraftverk (7,8 MW)
- Lysbotn kraftverk (5,4 MW)
- Ostern kraftverk (2,4 MW)

4.4.1 Tilgjengelig fleksibilitet

Det er primært de to kraftverkene Bergsbotn og Lysebotn som er aktuelle for å tilby fleksibilitet. Begge kraftverkene er sesongmagasinkraftverk. Det vil si at magasinene må være, tømt før vårflommen. Dette for å unngå vanntap.



Figur 4-8 Eksempel på kraftproduksjon ved Bergsbotn kraftverk.

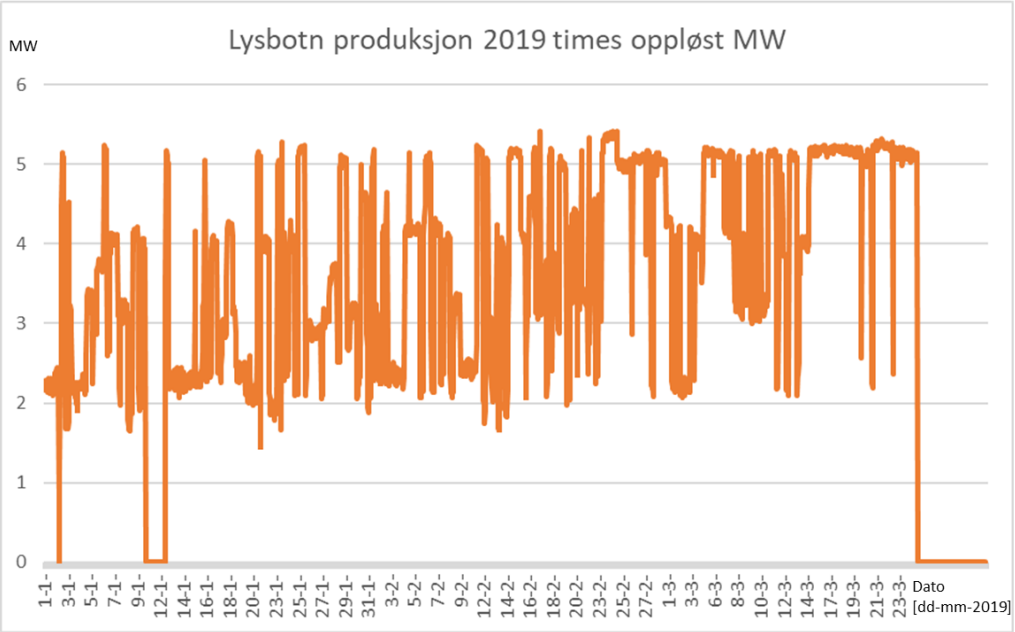
Bergsbotn kraftverk er et magasinkraftverk med årsproduksjon på 26 GWh, magasinkapasitet 21,59 GWh og installert effekt på 7,9 MW.

Lysbotn kraftverk er et magasinkraftverk med årsproduksjon på 28 GWh, magasinkapasitet på 9,9 GWh og installert effekt på 5,4 MW.

Det er stor forskjell på de to kraftverkene og hvordan man disponerer vannet optimalt. Bergsbotn er et veldig godt regulert magasinkraftverk hvor vi sjelden opplever overløp/vanntap.

Lysbotn er noe mer komplisert og det er flere faktorer som må tas hensyn til i forhold til produksjon og produksjonsplanlegging. Det har en mer begrenset magasinkapasitet i forhold til nedbørsfeltet.

TKP opplever derfor årlig noe vanntap i perioder på vår og høst. Siden nedbørsfeltene ligger relativt lavt og nær kysten kan vi også oppleve betydelig tilsig på vinteren i korte periode ved mildvær og nedbør. Med magasinkapasitet på 10 GWh er det begrenset hvor mye produksjon som kan spares til vinteren. Driftsmessig er også Lysbotn mer komplisert.



Figur 4-9 Eksempel på kraftproduksjon ved Lysbotn kraftverk.

TKP har en hvis reguleringskapasitet mellom 4,7 MW – 15,0 MW, men i dag er det som beskrevet ovenfor «markedet» som styrer når de skal kjøre ut produksjonen. Dette samsvarer ikke med linjenettet sitt behov, og TKP ser for seg at det må inn et marked som styrer dem til å ønske å produsere på andre tidspunkt.

Eksempelvis innebærer gode priser i januar – mars at TKP kjører flatt 10 MW, mens nettet har behov for 15 MW på dagtid og 8 MW på natt/helg.

4.4.2 Utfordringer og risiko i neste fase

Ved etablering av et fleksibilitetsmarked må det tydeliggjøres hvem som blir aktørene her, og hvilke valg aktørene har. Eksempelvis hvis TKP tilbyr å øke produksjon fra 10 til 12 MW

- hvem betaler for de 2 MW TKP tilbyr?
- er det noen alternativer?

Hvis det ikke er et fungerende marked vil TKP kjøre stasjonene iht. det som gir best utbytte (kraftpris, virkningsgrad, Innmatingskostnad, Vannhusholdning)

4.5 Vindkraft på Senja

Vindkraftutbygging på Senja har tidligere vært vurdert av Troms Kraft Produksjon, på Flatneset i Bergsfjorden, men ble da skrinlagt som følge av økonomisk usikkerhet og manglende nettkapasitet.

En generell utfordring i området er topografien som gir svært varierende vindforhold med store lokale variasjoner og usikkerhet i knyttet til ressurser og turbulensforhold etc.

I en Masteroppgave utarbeidet av Tobias Thørnquist Jacobsen [11] ble nettmessige konsekvenser ved tilknytting av nær 10 MW vindkraft vurdert. Det ble funnet at det uten kompensasjon vil kunne føre til en økning i driftspenning på 1.5 %, mens med kompensering som gir 0.95 induktiv effektfaktor vil spenningshoppet være på under 0.5 %. Dette viser at et anlegg av denne størrelsen tilknyttet regionalnettet vil påvirke spenningen lite, særlig dersom kompensasjon benyttes. Dersom større anlegg installeres, vil også kravene til kompensasjon øke. Både med tanke på størrelse og dynamikk.

Produksjon fra vind vil kunne bidra til å senke kravene for produksjon i vannkraftverk under tunglast, i tilfeller hvor det er manglende kapasitet i regionalnettet. Dette vil kunne bidra til en bedre dynamikk i forholdet mellom driften av nett og produksjon. Redusert behov for støtte fra vannkraft kan gi fordeler for begge parter. Drift av nettet blir mindre avhengig av produksjon i vannkraftverk, mens vannkraftverkene ikke trenger å bidra med like mye produksjon i situasjoner der det er mindre gunstig for dem å produsere.

Vindkraftverk sammen med vannkraft kan altså være en interessant kombinasjon i forhold til de utfordringene vi ser på i planlagt pilotprosjekt, men vil ikke kunne realiseres innenfor prosjektets tidsrammer eller budsjett dersom det forutsettes konsesjonspliktige anlegg.

Et småskala prosument-case kan likevel være realiserbart og interessant dersom en hensiktsmessig aktør ønsker å delta. I så fall vil det trolig være mest hensiktsmessig å kombinere dette med et batteri.

5 Nord-Senja - Lokale muligheter og forutsetninger

5.1 Kartlegging - kunnskapsutveksling og dialog

Samspill med lokale ressurser er fundamentet som den smarte infrastrukturen må bygges på. Kartlegging, dialog og kunnskapsutveksling for finne egnede løsninger og involvere relevante aktører har derfor vært et hovedfokus i konseptutredningsarbeidet.

Aktiviteter vedrørende kunnskapsutveksling og dialog har i hovedsak vært organisert av Troms Kraft Nett og UiT gjennom månedlige møter for å utarbeide strategier, koordinere kontakt med ulike aktører og for å planlegge og gjennomføre aktiviteter.

UiT og Troms Kraft på stand under Husøydagene, august 2018 hvor vi deltok under fagdag og med spredning av informasjon og mulighet til å diskutere med prosjekt-medarbeiderne fra UiT og TKN på stand. Vi benyttet også muligheten til å informere politikere og forvaltning på regionalt og nasjonalt nivå som var

Figur 5-1 UiT og Troms Kraft på stand under Husøydagene, august 2018.

5.1.1 Sjømatklyngen Senja, Brødrene Karlsen (Husøy) og Nergård (Senjahopen)

Dialog med nøkkelaktørene ble etablert våren 2018, og det ble gjennomført en rekke introduksjonsmøter med bedriftene fra mars til juli 2018. Dette ble fulgt opp med større presentasjoner og diskusjoner under klyngesamling for sjømatnæringen og på Husøydagenes temaseminar *Grønn energi for blå næring* hvor regionalt næringsliv deltok. I møter med hjørnesteinsbedriftene *Brødrene Karlsen* på Husøy *og Nergård* i Senjahopen hvor det ble diskutert konkrete tiltak og løsninger på bedriftsnivå og hvordan prosjektet kunne bidra. Det ble spesielt viet oppmerksomhet om bedriftenes mulighet til å redusere energibehovet, unngå topper i forbruket, og hva bruk av smarte energiløsninger kan bety for dem.

Endringer i fiskerinæringa: Et premiss for prosjektet definert av sjømatklyngen er økt energibehov i tradisjonell fiskeindustri og oppdrett. Så langt i arbeidet ser man at utfordringen omfatter mer enn sjømatindustrien. Et viktig spørsmål på Senja er når elektrifisering av fiskeflåten vil finne sted, fordi energibehovet vil bli stort og hvor effektbruken kan bli høy dersom fiskeflåten og spesielt store båter skal kunne lade lokalt. Foreløpig er det vanskelig å beregne dette behovet, fordi teknologien ikke er tatt i bruk i fiskeflåten. Et annet område er oppdrettsnæringa, hvor det pågår prosesser nasjonalt med sikte på en overgang fra fossil (diesel) til fornybar energi. Vi har ikke fanget opp lokale prosesser med sikte på en markant overgang, men næringa på Senja er framoverlent og det kan være mer et spørsmål om *når* enn *om* det vil skje en slik overgang. Vårt inntrykk er at landstrøm er interessant for fiskerne – og ses på som positivt også blant lokalbefolkningen. Havna i Senjahopen er verdt å nevne

med en betydelig oppgradering i løpet av få år. Prosjektet er inne i Nasjonal transportplan, og det er gitt statlig lån for å forsere arbeidet, blant annet til mudring og lettere tilgang ved lavvann. Havnearbeidet gir mulighet til å utvikle området til ny næringsvirksomhet (containerhavn og fryseri). Muligheter for landstrøm til fiskeflåten er derfor ønskelig, spesielt for å unngå motorbruk og utslipp når båtene ligger ved kai etter lossing. Behovet for disse formålene vil imidlertid bli betydelig lavere enn ved elektrifisering av flåten.

5.1.2 Reiselivet ved Visit Senja

Våren 2018 gikk vi også i dialog med reiselivsnæringen. Gjennom egne møter, deltagelse og foredrag på Visit Senja sin årskonferanse ble det klart at Visit Senja, som koordinerer og representerer reiselivsbedriftene, ser på energi som et bærende element i sin satsing på bærekraftig destinasjonsutvikling. UiT, TKN og Ishavskraft vil bidra i videre samarbeid, der det er spesielt aktuelt å bistå med energiplanlegging med bedrifter innen testområdet, og ha dialog og samarbeid om utfordringer på Senja.

5.1.3 Skolene

Gjennom hele forprosjektperioden har det vært jevnlig kontakt og samarbeid med skolene på Husøy og Senjahopen, som begge er barne- og ungdomsskoler. Gjennom undervisning og praktiske oppgaver, gjennomført som energilab, bidrag til skolekonkurranser og besøk fra skolene til ARC på UiT, har alle elevene fra 5.-10. klasse fått et innblikk i arbeid med energi og energiutfordringer. På Husøy skole har det blitt satt opp solmåler som inngår i datagrunnlag for prosjektet. I det videre arbeidet, vil hovedprosjektet ha fokus på deltagelse og involvering av elevene ved skolene.

Figur 5-2 Solmåler på Husøy skole.

Som del av arbeidet med ressurskartlegging av solenergi, ble det utplassert solmåler på Husøy skole, hvor elevene først fikk en skoletime om solenergi før de ble med på utplassering.

Det er også etablert samarbeid med Senja videregående skole som har mange fag som ser det som relevant å samarbeide med Smart Infrastruktur-prosjektets ulike problemstillinger, hvor elevene kan involveres i ulike problemstillinger og faser, både gjennom prosjektarbeid, men også knyttet til ulike fag. UiT vil ta hovedansvaret for samarbeidet.

5.1.4 Nye Senja Kommune

Fra 1. januar 2020 er Senja kommune en realitet gjennom en sammenslåing av de fire eksisterende Senja-kommunene. Det har vært gjennomført flere møter med politikere i testområdet, men det er også etablert et godt samarbeid med administrasjonen i nye Senja kommune gjennom egne møter og konferanser. I mai 2019 arrangerte TKN og UiT i samarbeid med nye Senja kommune dagskonferansen *Nye energiframtider for Senja*? Konferansen bidro til å sette fokus på energiutfordringene i regionen, og til å trekke aktører fra ulike institusjoner (Senja kommune, videregående skole, ungdomsråd, Troms Kraft Nett, Lofoten-regionen, UiT) inn i diskusjon om lokale svar på de store utfordringene som klimaendring og endret energibruk.

I etterkant av konferansen gikk man sammen om en søknad som ble sendt til Regionalt Forskning Nord-Norge i september 2019. Dette i form av et forprosjekt med tittel *SMARTKYST – Innovasjon i klimasmarte kystsamfunn: Lofoten og Senja som pilotområde.* Dette er første skritt i et tettere F&U samarbeid med kommunen, som skal bidra i strategiske lovpålagte oppgaver som klima-og energiplaner, men også kunne bidra til at næringsliv på Senja, sivilsamfunnsaktører, kommunen og TKN og Troms Kraft Nett skal jobbe med felles løsninger for livskraftige kystsamfunn. Målet er innovasjon med stort spredningspotensial. Fokus i SMARTKYST-forprosjektet er elektrifisering og energieffektivisering, styrket forsyningssikkerhet, og nevnte verktøy for å nå kommunenes klimamål, og målet er å utvikle samarbeidet for å få levert hovedsøknad til Norges forskningsråd i september 2020.

5.1.5 Troms fylkeskommune

I et eget møte i juli 2018 ble prosjektet presentert for politisk og administrativ ledelse i Troms fylkeskommunes næringsavdeling. Det førte til en diskusjon om mulighetene ved et slikt prosjekt, og fylkeskommunen ønsket ytterligere presentasjon og involvering med fokus på næringskomiteen og fylkestinget, og det legges derfor opp til tett dialog videre.

5.1.6 Energikafé

Et grep som ble gjort tidlig i prosjektet i samarbeid med grendelag, var etablering av energikafé. Målet med disse er å ha kunnskapsdialoger og spredning av informasjon til lokalbefolkningen hvor

man kan diskutere prosjektet, utfordringer og løsninger. Under energikafeene på Husøya (juni) og Senjahopen (september) presenterte også elevene prosjektarbeidet som hadde blitt gjennomført på energilaben med forskerne fra ARC/UiT. Etter presentasjoner om blant annet prosjektdesign, solpotensialet i nord, fremtidig smart forbruk og AMS-målere, var det åpen dialog med innspill og diskusjon av relevansen av prosjektet for de to lokalsamfunnene. Et viktig resultat fra energikaféene, er at kunnskaps- og informasjonsflyten har gått begge veier – aktørene og lokalbefolkningen fikk muligheten til å forme prosjektet gjennom innspill.

Figur 5-3 Energilab og energikafé på Husøy og Senjahopen.

Erfaringene med energikafeer gjør at dette vil bli videreført i hovedprosjektet. Dette blir viktige informasjonsarenaer for ulike deltakere i prosjektet, og gir lokalbefolkningen utenom berørte bedrifter en mulighet til involvering i prosjektet. Gjennom bruk av skolelab har deltakelsen på kafeene omfattet ulike generasjoner, og en allmenn oppmerksomhet om energi- og klimautfordringer. En slik åpen arena kan bidra til å gi prosjektet legitimitet i lokalmiljøene, og til en bredere diskusjon om energiforsyningen. Energikafeene har synliggjort at befolkningen er opptatt av energiforsyningen, men at de framhever behovet for en kabel fra Kvaløya til Senja som det langsiktige alternativet. Energikafe som konsept vil også bli evaluert og vurdert opp mot andre tiltak for informasjonsutveksling og involvering. Gjennom internasjonale prosjekt og kontakter vil det bli vurdert om andre løsninger er mer hensiktsmessige, men et første tiltak vil være en evaluering i form av en studentoppgave ved UiT høsten 2019.

5.2 Kraftkonsumenter i Senjahopen og på Husøya

TKN har pr 01.03.19 registrert 343 kunder i Senjahopen og 138 kunder på Husøya. Tabell 5-2 viser prosentvis fordeling mellom ulike sluttbrukergrupper for områdene, hvor et fellestrekk for begge lokasjonene er at samlet kraftforbruk er sterkt preget av industriell virksomhet.

Tabell 5-1 Fordeling energibruk Husøya og Senjahopen

Sluttbrukergruppe [andel total energibruk]	Husøy	Senjahopen
01 - JORDBRUK, SKOGBRUK OG FISKE	3,5 %	0,0 %
11 - NÆRINGSMIDDELINDUSTRI	56,1 %	62,4 %
13 - ANNEN INDUSTRI	0,0 %	0,9 %
18 - BYGG- OG ANLEGGSVIRKSOMHET	0,0 %	0,2 %
19 - VAREHANDEL, REPARASJON AV MOTORVOGNER	0,0 %	1,1 %
21 - ANNEN TRANSPORT OG LAGRING	0,0 %	0,0 %
23 - OVERNATTINGS- OG SERVERINGSVIRKSOMHET	0,0 %	1,3 %
24 - INFORMASJON OG KOMMUNIKASJON	0,9 %	0,5 %
26 - OMSETTING OG DRIFT AV FAST EIENDOM	2,0 %	1,1 %
27 - FAGLIG, VITENSKAPELIG OG TEKNISK TJENESTEYTING	0,0 %	0,9 %
28 - FORRETNINGSMESSIG TJENESTEYTING	0,0 %	0,0 %
29 - OFFENTLIG ADMINISTRASJON OG FORSVAR	0,4 %	6,0 %
30 - UNDERVISNING	6,9 %	0,0 %
31 - HELSE OG SOSIALTJENESTER	0,4 %	1,3 %
32 - KUNSTNERISK VIRK., BIBLIOTEK, SPORT OG FRITID	0,0 %	1,3 %
33 - AKTIVITETER I MEDLEMSORGANISASJONER	0,6 %	0,5 %
34 - TJENESTEYTING ELLERS	0,3 %	0,0 %
35 - HUSHOLDNINGER	28,6 %	21,5 %
36 - HYTTER OG FRITIDSHUS	0,4 %	0,9 %

5.2.1 Kundesegmenter i pilotområde

Som det fremgår av Tabell 5-1 og Tabell 5-2 er det et fåtall sluttbrukergrupper som dominerer forbruket:

- Fiskeindustri
- Offentlige bygg (skole, sykehjem, kommunehus, svømme/idrettshall)
- Eiendom/næringsliv/service (forretningsdrift osv.)
- Husholdninger

Tabell 5-2 Antall kunder og storkunder, samt fordeling av årsforbruk, tunglast og makseffekt hos største kunde.

Parameter	Husøy		Senjahopen		Total	
	2019	2030	2019	2030	2019	2030
Kunder (målepunkt)	138	144	343	360	481	504
Kunder over 250 MWh/år	6	8	10	13	16	21
Årlig energiforbruk (GWh)	7.2	9.6	22.9	28.2	30.1	37.8
Tunglast (MVA)	1.8	2.7	5.8	8.7	7.6	11.4
Makseffekt største kunde	0.44	0.69	1.37	2.00	1.37	2.00

Årsforbruket til de største konsumentene i Senjahopen og på Husøya er vist i Tabell *5-3* .

Tabell 5-3 Største bedrifter og off. virksomhet. *Senjahopen til venstre og Husøya til høyre:*

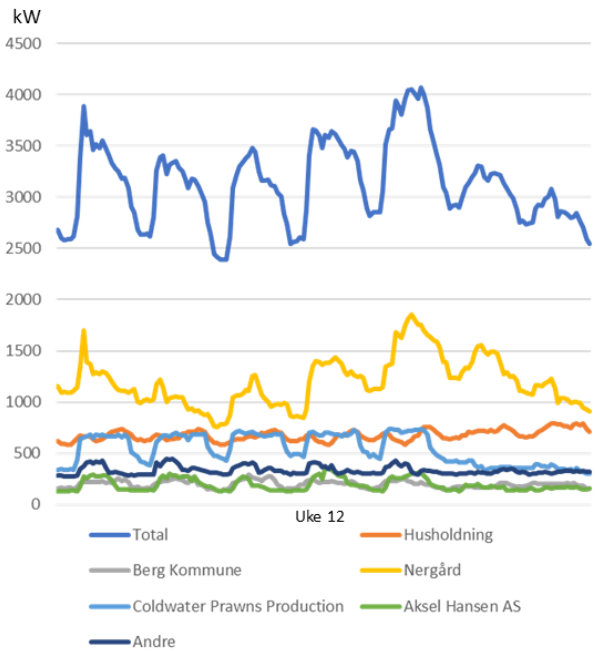
Kundenavn	Årsforbruk kWh
Nergård AS	8 382 751
Berg kommune	1 400 878
Coldwater Prawns Production AS	1 251 632
Aksel Hansen AS	982 565
Øvrige store virksomheter*	1 652 325
Totalsum	**13 670 151**

Kundenavn	Årsforbruk kWh
Br. Karlsen AS	4 237 368
Lenvik kommune	498 016
Senjen Invest AS	164 571
Husøy Invest AS	88 039
Totalsum	**4 987 994**

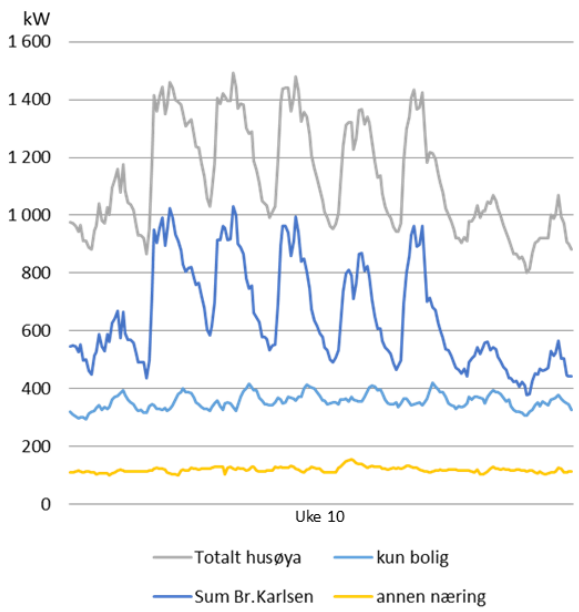
** Øvrige store virksomheter i Senjahopen med årsforbruk > 100 000 kWh*

Om vi tilsvarende ser på lastbildet gjennom en vinteruke i Senjahopen og på Husøya kommer de største aktørenes dominans frem også i forhold til effektforbruk, jf Figur 5-4.

Senjahopen – Makslast uke 12-2018



Husøya – Makslast uke 10-2018



Figur 5-4 Eksempel på lastbildet fordelt på forbrukere og forbruksgrupper. Grafene illustrerer godt sjømatindustriens dominans i området.

5.3 Kartlegging av kundebase for pilot

Ishavskraft har kartlagt og identifisert fleksible laster blant strømforbrukere på Nord-Senja.

Prosjektet vil prioritere samarbeid med de store fiskeindustribedriftene i Senjahopen og på Husøya med størst årsforbruk og effektforbruk, slik som Nergård AS, Br. Karlsen AS, Aksel Hansen AS og Coldwater Prawns Production AS.

Samarbeid med offentlige virksomhet og annen næringsvirksomhet vil også etableres.

Det er gjennomført samtaler/intervjuer av sjømatbedriften Br. Karlsen AS på Husøya og den innledende kartlegging og analyser av sjømatbedriften Br. Karlsen AS presenteres i kap. 5.5.1

Det etableres en plan og gjennomføring av aktiviteter for å måle og selektere laster som er hensiktsmessige å ha med i prosjektet. Laster selekteres av ut fra lastegenskaper og teknisk potensial.

Metodikk for kartlegging av kundebase og identifisering av fleksible laster for storskala Demo beskrives i det følgende.

5.3.1 Lokale karaktertrekk

Testområdene Senjahopen og Husøya kan karakteriseres ved at de er geografisk avgrenset, har et oversiktlig koblingsbilde, og har få og store industrilaster. Lokalbefolkningen har dessuten høy lojalitet til hjørnesteinsbedriftene i lokalsamfunnet og er engasjerte i bedriftene som delvis har lokalt eierskap. Det er dessuten et fokus på bærekraft i industrien.

5.3.2 Kundedialog og innsalg av fleksibilitetsprodukter

Kundedialog og innsalg av fleksibilitetsprodukter planlegges og gjennomføres gjennom fysiske møter med de enkelte fiskeindustribedrifter, andre bedrifter og offentlige kunder.

God kommunikasjon med deltagerne/kundene er vesentlig for å lykkes. Selv om man har solgt inn budskapet til ledelsen, må man involvere de driftsansvarlige. Det er viktig å ha klare retningslinjer på hvor oppgavene og ansvaret ligger, slik at man sammen er best mulig forberedt til å håndtere uønskede hendelser under test og drift. Det vil gjennomføres befaring ute hos kunde for oppsett av styringssystemer og identifisering av fleksibilitet.

Utover prosjektets overordnede hovedmålsetning om å bidra til økt forsyningssikkerhet og gi færre strømbrudd, vil vi fokusere på andre positive effekter ved deltagelse i prosjektet:

- Lavere strømkostander
- Lavere nettleiekostander som følge av lavere maksimaleffekt bruk
- Inntekter ved tilbud og salg av fleksibilitet på markedsplassen NODES
- Viktig bidrag for fremtidig positiv forretningsutvikling på Nord-Senja
- Lærerik deltagelse i innovativt utviklingsprosjekt som enkeltbedriftene kan dra nytte av på andre av deres lokasjoner.
- Erfaringer og nytteverdi fra installert lokal fornybar kraftproduksjon og batterikapasitet

5.4 Identifisering av fleksibilitet hos storkunder:

Ishavskraft fasiliterer arbeidet med å sette opp energikart og egnede målesystemer som gir input til EOS-systemet. Aktiviteten gjennomføres i nært samarbeid med underleverandør ESAVE AS, kunde og elektriker. Et veldesignet målesystem er avgjørende for at store kunder med produksjonskritisk energibruk kan bli en kompetent aktør i fleksibilitetsmarkedet.

Å handle med effekt vil fremstå som et nytt attributt til energimarkedet, og vi vil anta at det særlig er kundesiden som vil ha behov for motiverende og kompetansehevende tiltak. Kartleggingsarbeidet er en nødvendig basis for at aggregator skal kunne kommunisere fleksibilitetsmarkedets egenskaper til kundene på en god måte. Et energikart vil klargjøre forbrukspunkter og maksimale effektstørrelser som er med å beskrive kundens forbruksprofil. Med kunnskap om slike forhold på plass er det duket for et marked med forhandling om kjøp og salg av effekt. Når handelen er avgjort vil teknologien ta seg av transaksjonen som gjennomføres til riktig tidspunkt ved hjelp av automatikken som installeres.

Ishavskraft vil levere et kundetilpasset system for energioppfølging sammen med samarbeidspartner ESAVE AS.

Kartleggingsarbeidet hos de store kundene er innrettet mot følgende tre innsatsområder:

1. Energikart settes opp med basis i elektriske stige-skjemaer
2. Måleutstyr installeres og tilkobles ESAVE data-hub
3. Opplæring i bruk av IT-system med tilhørende analyser av energisignaturer gjennomføres

Prosessen vil til dels være forankret i energiledelse standard ISO 50001. Her legges det stor vekt på forankring i ledelse, planmessige analyser samt en gjennomføring med måling av avvik. Vi forventer at den kunnskapen som frembringes i denne prosessen delvis vil medføre at kunden selv finner ut hvordan effekttopper kan forskyves eller elimineres. Deltakelse i fleksibilitetsmarkedet forventes dessuten å gi en ekstra spore til handling ettersom det kommer inn en ytre aktør som er villig til å betale for en aksjon utover den besparelse som ligger i ordinære nett-tariffer.

5.4.1 Energikart

I kartleggingsarbeidet identifiseres hvilke laster som bidrar til forbrukstoppene. Det er eksempelvis:

- **Fiskeindustri**: Innfrysing (frysetuneller), klippfisktørkeri, Fryselager, Produksjonslinjer, kjølelager, isproduksjon, oppvarming, ventilasjon, varmtvann
- **Kommune**: svømmebasseng, ventilasjon skole og institusjoner, idrettshall
- **Annet næringsliv**: butikk kjøl, ventilasjon, oppvarming

Lastene segmenteres ut fra sine egenskaper og sitt teknisk potensiale.

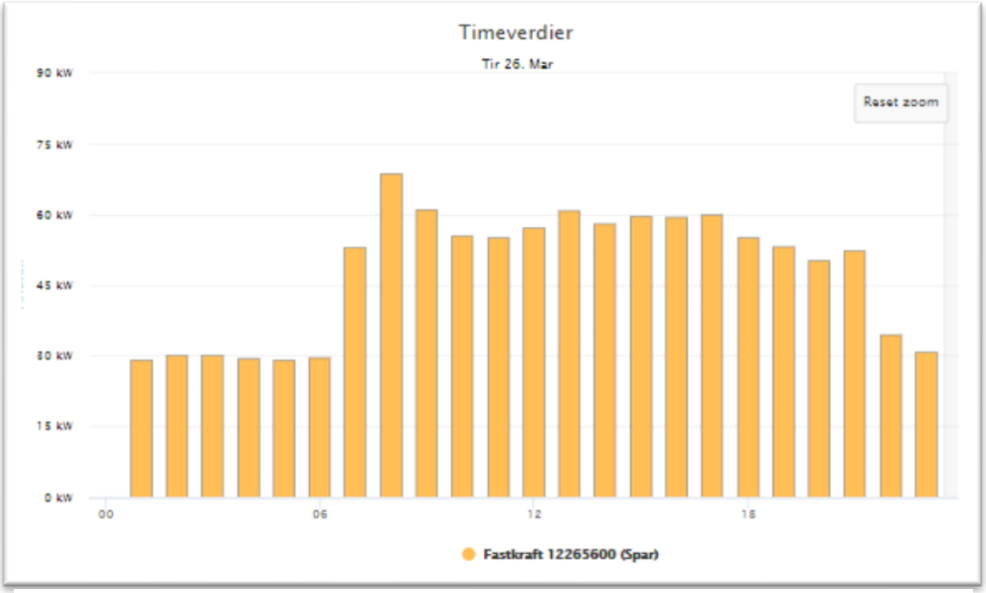
- Enkle laster (elkjeler, ventilasjon, fryselager)
- Installert effekt høyest mulig
- Maks effekt/år
- Høyt volum/forbruk kWh/år – og profil gjennom året
- Mulighetsrom for utkobling av lasene
  - Varighet
  - Hviletid
  - Markedsplassen produkter – hva passer lastene?

Utformingen av et energikart vil ta utgangspunkt i eksisterende stigerskjema for de elektriske fordelingene. I den grad disse ikke er komplette eller kanskje ikke riktige, må det foretas en gjennomgang i anleggene lokalt. Målet er å skaffe til veie en oversikt som viser a): hvor energien leveres, b): hvilke effekter en kan forvente i hver fordelingsledning og c): i hvilken grad det er nødvendig eller mulig å montere dedikert måleutstyr.

Når energikartet er klart, vil en kunne gå videre til en designfase hvor en planlegger nødvendig måleutstyr. I denne fasen må en også gjøre en vurdering på hvilken måler-teknologi som er best tilpasset anlegget. Målertyper, kommunikasjons-protokoller og måleromfang vurderes ut fra en kost/nytte betraktning sammen med kunden. Målet er å gi kunden tilstrekkelig informasjon slik at forståelsen for anleggets særpreg i energisignaturen blir god nok og at kunden dermed kan bli en dyktig aktør i forhold til handel med effekt.

5.4.2 Måleutstyr

Hos kunder med et meget enkelt forbruk vil det som en minimumsløsning være tilstrekkelig med overføring av måledata fra elhub.no. Energisignaturen må imidlertid i slike tilfeller være så innlysende at kunden med en enkelt kurve klarer å avdekke de viktigste effektene hun/han har installert. Dette kan eksempelvis være tilfelle for noen kommunale bygg som barnehager, kontorbygg o.l. I slike tilfeller vil kunden raskt kunne bestemme hvilke effekter som er tilgjengelige for kjøp/salg og til hvilke tidspunkter dette kan gjennomføres.



Figur 5-5 Enkel effektsignatur. Eksempelvis kommunal barnehage. Dageffekt skiller seg markant fra natt-effekt på grunn av belysning og ventilasjon.

I mer sammensatte og kompliserte anlegg vil en måtte legge en plan for en mer detaljert målerutrustning. For industrianlegg ansees dette uansett som nødvendig. Ishavskraft vil sørge for at målerutrustningen kommer på plass i henhold til energikartet. Målerutrustningen vil på den ene siden kobles til fysiske målere hvor data-kommunikasjonen kan foregå med protokoller som er tilgjengelige i markedet. På den andre siden vil måleverdier overføres med passende intervaller til data-hubben hos ESAVE AS. All kommunikasjon over internett foregår med kryptert samband som standard.

I tilfeller hvor det er tjenlig vil ESAVE data-hub også kunne kobles til EnFO's AZURE IOT HUB for integrasjon mot flextools.

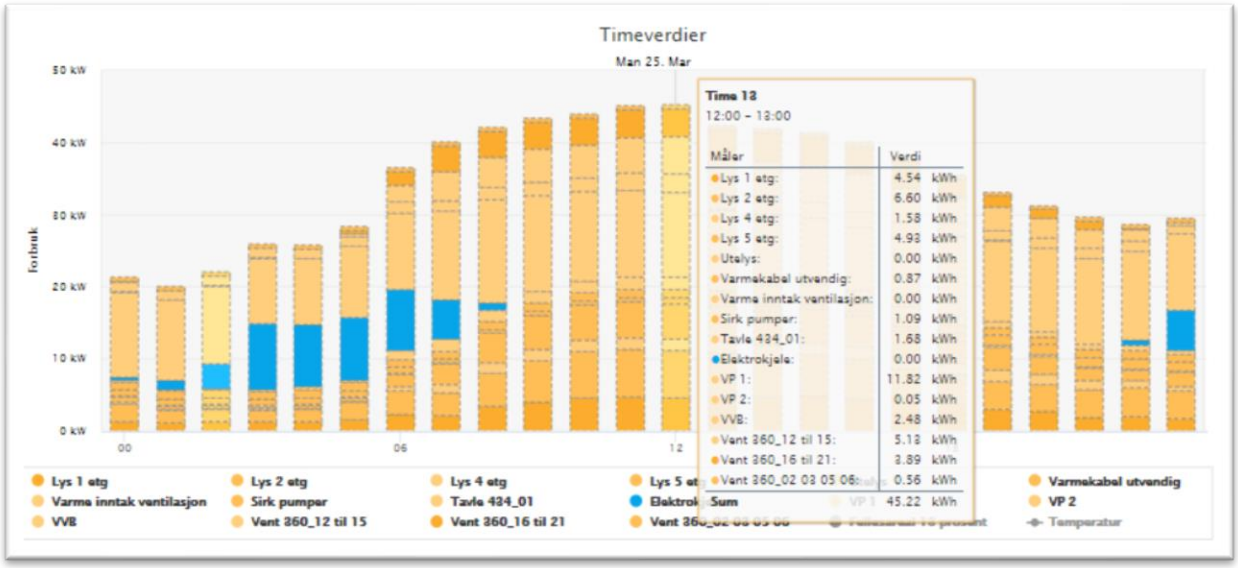
Figur 5-6 Målertopologi. En ESAVE-node vil stå for innsamling av data fra et stort antall målere i samme anlegg. Det bestemmende for antall noder er i stor grad knyttet opp mot føringsveier for kabling og mulighet for trådløs kommunikasjon.

5.4.3 Analyse og identifikasjon av fleksible laster

Når datagrunnlag er etablert vil Ishavskraft gjennomføre opplæring i bruk av IT-system og vise kunden hvordan verktøyet kan benyttes for analyse av effekt- og energisignaturer. Videre vil en også redegjøre for hvordan fleksibilitetsmarkedet kan utnyttes til å gi en økt gevinst gjennom effekttilpasninger.

Når effektsignaturene knyttes til faktiske installasjoner og driftsforhold i anleggene vil driftspersonell og ledelse rimelig raskt kunne gi innspill til endringer i driften med påfølgende flytting av effekt som medvirker til effekt-toppene. På den ene siden vil reduksjon av en effekt-topp gi en gevinst i form av lavere effekt-kostnad i nettleien (50-150 NOK/kW). Deltakelse i et fleksibilitetsmarked forventes å ville øke denne gevinsten ytterligere ved at en ytre aktør (DSO) er villig til å betale for effektreduksjonen.

Ishavskraft vil tilpasse visninger på en pedagogisk god måte slik at kunden raskt kan bli en dyktig aktør i fleksibilitetsmarkedet.



Figur 5-7 Typisk effektbilde ved mer kompliserte industrianlegg. Ved grundigere analyser vil en kunne lære anleggets signatur å kjenne.

I utgangspunktet skal fleksibilitetsmarkedet i seg selv kunne håndtere samspillet mellom ulike bedrifters ønsker om kjøp/salg av effekt. Prissignaler skal i prinsippet ta seg av slike forhold. I et neste trinn kan det imidlertid være aktuelt å utforske hvilke gevinster en samling av flere bedrifter kan oppnå ved eksempelvis å spille på effektforhold som samlet gruppe. Jfr. eksempelvis en sjømatklynge.

5.5 Utviklingstrekk hos storforbrukere

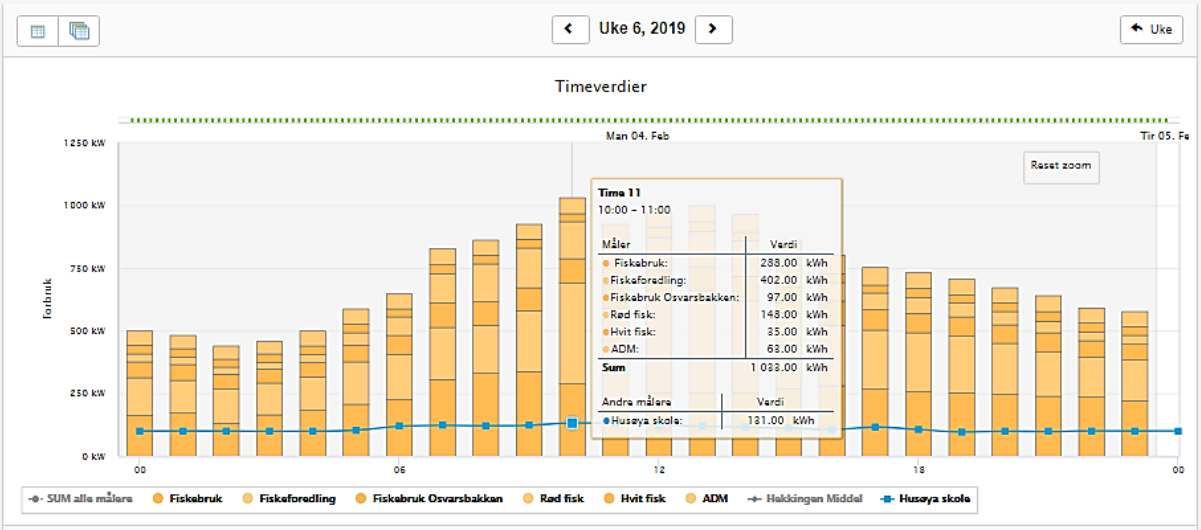
5.5.1 Brødrene Karlsen AS - Innledende kartlegging og analyse

Industrianlegget hos Brødrene Karlsen på Husøya er inndelt i 6 ulike forbruksområder.

- Fiskebruk (288 kW)
- Fiskeforedling (402 kW)
- Fiskebruk Oskarsbakken (97 kW)
- Rød fisk (148 kW)
- Hvit fisk (35 kW)
- Administrasjon (63 kW)

Topplasttimen for sammen-lagret maksimaleffekt i 2019 inntrådte den 4. februar mellom klokken 10:00 og 11:00. Maksimalt uttak var da 1033 kW. Fordelingen over de 6 forbruksområdene er angitt i parentes i kulepunktlista ovenfor og i figur nedenfor. For sammenligning med andre store kunder på Husøya er det tatt med effektuttaket for Lenvik kommune sin skole som viser 131 kW på samme tidspunkt (blå kurve).

I tilstøtende timer er effektuttaket ca. 90% av maksimaleffekten.



Figur 5-8 Timesforbruk hos Brødrene Karlsen AS mandag 4. februar 2019 fordelt på forbruksformål, med utdrag av timen 10-11.

I samarbeid med Br. Karlsen er det gjort et innledende arbeid i forhold til å fremskaffe et energikart for industrianlegget. Av store effektuttak på «Fiskebruk» kan nevnes:

- Isanlegg 450 A (blåser, israke, landstrøm)
- Maskinhall 1 1115 A (ventilasjon, sjøvannspumper, saltanlegg, stempelkompressor)
- Maskinhall 2 1260 A (renseanlegg prosessvann, ensilasje laks, trucklading)
- Mottakshall 200 A (slogpumpe)
- Sloganlegg 200 A (kverntank, mixer, pumpe)

Følgende sannsynlige optimaliseringspotensialer som vil kunne frigi effekt ble avdekket i samtaler med Br. Karlsen AS:

- **Drift av frysetunell** kan tilpasses / optimaliseres: Frysetunellen kan fylles helt opp før man starter innfrysingsprosessen som krever 16 timer.
- **Varmepumpe** med glykol forsyner gulvvarme, ventilasjon, snøsmelting og varmtvann som primært benyttes til vasking. Styring av varmepumpen fordrer en mindre investering.
- **Det er to ventilasjonsanlegg** (20-60 kW) som forsyner 8000 m2 og 12 000 m2, som sannsynligvis kan styres bedre.
- **Ensilasjetanken** går på tidsur, ca. 15 min i timen, primært med strømforbruk til omrøring (10-20 kW?): Potensiale for redusert forbruk og koordinering av driftstidspunkt mot annen produksjonsvirksomhet.
- **Trucklading** til 11 trucker (50 kW?) hvorav 4 Stihltrucker har dobbelt sett batterier. Total truckkapasitet og laderegime er tilpasset produksjonssyklusen i høysesongen: Det er sannsynligvis optimaliseringspotensiale mht. ladetidspunkter både for å minimere effektpådraget og å spare kostander for virksomheten.
- **Trandamping produksjonen**; Det er potensiale for å planlegge denne produksjonen for å unngå samtidighet med hoved-produksjonene

Her er store effekter som ved nærmere kartlegging vil kunne være gjenstand for lastforskyving i en time eller mer.

Tilgjengelig «fleksibel effekt» vil kunne knyttes til aktuelle objekter som nevnt ovenfor, eksempelvis truckladere, slogpumpe, stempelkompressor etc. Faktisk tilgjengelig «fleksibel effekt» vil imidlertid kunne variere over tid og det ansees som viktig å foreta videre studier av om faktisk tilgjengelig effekt for hvert objekt må løpende meldes inn til NODES i en aktuell kjøp/salg situasjon. Eksempelvis kan det være store effekter tilgjengelig i stempelkompressor, men i en aktuell situasjon kan det være at denne ikke går pga. lite behov for lufttrykk. På den annen side kan en anta at ladestasjoner for trucker alltid har en viss effekt tilgjengelig på natt.

5.6 Lastforflytning og styring av forbruk hos kunder/storkunder

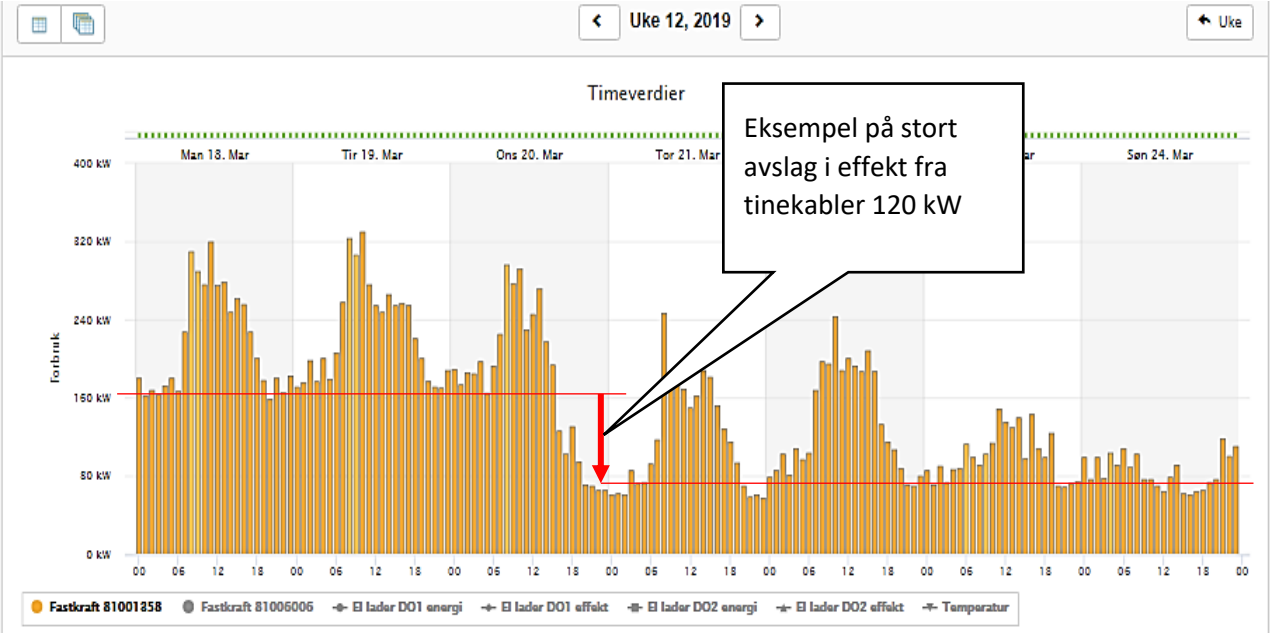
Vi vil implementere løsninger som utnytter lokal energiproduksjon i samspill med lastforflytning, batterier og forbrukerfleksibilitet for å forsterke den lokale energiforsyningen. For å tilgjengeliggjøre forbrukerfleksibiliteten som eksisterer hos konsumenter i konsesjonsområdet (Troms Kraft Nett) vil Enfo og Ishavskraft sammen sørge for at fleksible laster kan kobles sammen med fleksibilitetsmarkedsplassen som NODES oppretter. Ishavskraft vil ha rolle som aggregator for *forbrukernes* fleksibilitet. Ishavskraft vil i samarbeid med Enfo fasilitere installasjon av styringssystemer hos kundene for å kontrollere fleksible laster. De fleksible lastene vil deretter kobles opp mot Enfos fleksibilitetsplattform «flextools» der inn- og utkobling av lastene kan styres. Som en del av oppsettet i «flextools» vil lastenes egenskaper parameteriseres slik at fleksibiliteten kan utnyttes optimalt basert på driftssituasjonen i kraftnettet. De fleksible lastene i «flextools» registreres deretter på NODES-plattformen og ende-til-ende funksjonalitet testes og verifiseres. Ishavskraft vil ha det operative ansvaret for å selge tilgjengelig fleksibilitet hos konsumenter til nettselskapet gjennom NODES-plattformen.

Ishavskraft vil ha som oppgave å rekruttere deltakere til demonstrasjonsprosjektet ved å drive innsalg av fleksibilitetsproduktet i sin eksisterende kundeportefølje i de aktuelle testområdene på Nord-Senja. I denne fasen må også identifisering av tilgjengelig forbrukerfleksibilitet hos den enkelte konsument gjennomføres. I tillegg vil Ishavskraft også arbeide med utforming av ulike fleksibilitetsprodukter som konsumenten kan velge å selge til DSO via handelsplassen for fleksibilitet (NODES-plattformen).

5.6.1 Analyser

Erfaring fra lignende installasjoner

Ishavskraft har i samarbeid med underleverandør Esave AS lang erfaring med energikartlegging og energioptimalisering hos sine kunder, f.eks. Bergen og Trondheim kommuner, Møller Bil AS, Troms og Finnmark Fylkeskommuner og flere andre offentlige og private kunder. Eksempel på stort effekt-avslag ved tinekabler i figuren nedenfor. Kunden har ikke automatikk som kan nyttiggjøre fleksibilitet ved tinekabler i dag, men vurderer å sette inn dette i forbindelse med samdrift fra ELBIL-ladere.



Figur 5-9 Endring i effektforbruk.

Statnett Pilot på storskala lastrespons

Ishavskraft deltok i Statnett sin pilot på storskala lastrespons i Finnmark og Troms som ble gjennomført i Q1 2018. Ishavskraft og Statkraft var balanseansvarlig og rekrutterte kunder til prosjektet. Statnett var prosjekteier og selskapet eSmart AS var teknisk ansvarlig og prosjektleder. Statnetts prosjekt hadde følgende mål:

Hovedmål:

- Gi motivasjon til utvikling og samarbeid mellom TSO, teknologileverandører, balanseansvarlige og sluttbruker
- Pilotprosjektet skal teste ut og validere teknisk konsept, og dialogen mellom de involverte aktørene
- Samarbeid og koordinering mellom TSO/DSO

Spesifikke mål:

- Teste fullskala teknisk løsning med utkobling av et utvalg laster fra Regionsentral Nord
- Utarbeide en teknisk løsning som er skalerbar og framtidsrettet
- Teste elektronisk aktivering av laster med kort responstid (to minutter)
- Har et mål om å teste og bruke konseptet ved anstrengte driftssituasjoner (vinterstid)
- Få deltakelse av laster med ulik karakteristika (opprinnelig et mål om 300 laster, men målet måtte reduseres fordi det var en tidkrevende prosess å skaffe laster og en av tilbyderne trakk seg høsten 2017)

Ishavskraft rekrutterte laster blant sine kunder tilsvarende ca. 10 MW, men av ulike årsaker ble ikke alle lastene utkoblet i prosjektet. For mer informasjon om prosjektet les THEMA Rapport 2018-16 Evaluering av storskala laststyring.

5.7 Strømforbruk i husholdning og økt effektforbruk

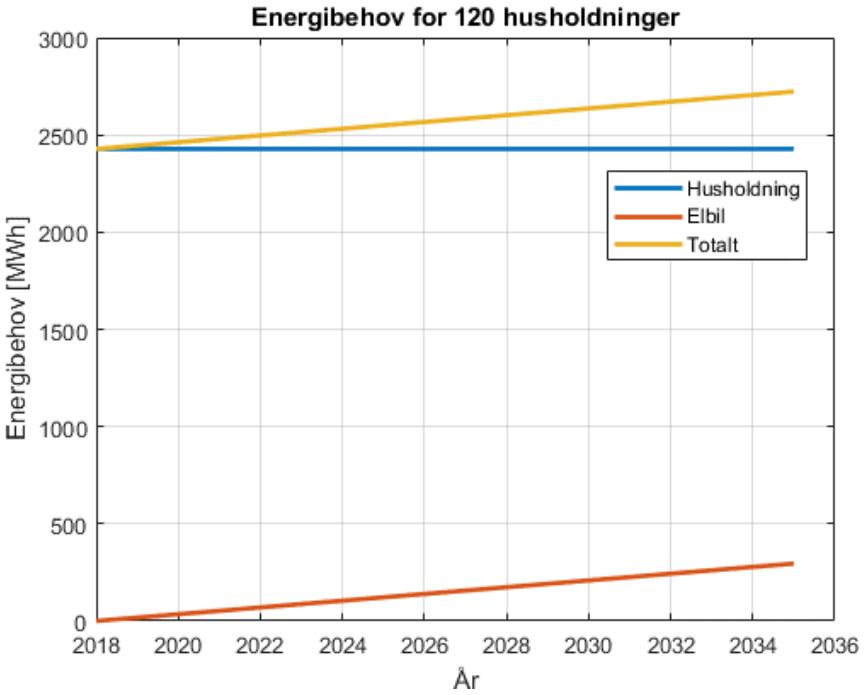
Vel 70 % av elektrisitetsbruken i hjemmet går til oppvarming og varmtvann. De mest effektkrevende husholdningsapparater som prosjektet bør fokusere på er induksjonstopper, varmtvannsbereder, nedstøpte varmekabler og elbil.

5.7.1 Framtidig kraftbehov for husholdningene på Nord-Senja

Basert på forventet energi- og effektforbruk på landsbasis, er det isolert sett ikke forventet noe stor økning i forbruket fra selve husholdningene. Moderne energieffektivt utstyr er mer effektkrevende, men er svært kortvarig i bruk. Anslaget er naturligvis usikkert, men så lenge daglige rutiner og bruk av induksjonstopper (matlaging) ikke sammenfaller nøyaktig, kan man anta at distribusjonsnettet ikke vil oppleve de store endringene.

Forventet utbredelser av elbiler derimot, kan ha en stor innvirkning på både effekt- og energiforbruk. I Lenvik kommune er det ved inngangen til 2018 registrert 31 elbiler, mens Berg kommune har ingen registrerte elbiler. Om man tar utgangspunkt i at husholdningene i disse to kommunene vil gå over fra fossilt til elektrisk transport, vil det gi en betydelig økning i både effekt- og energibehov fra husholdningene på Nord-Senja.

Det framtidige kraftbehovet er estimert for Nord-Senja, her definert som områdene Husøy og Senjahopen. Det er noe usikkert hvor mange som bor i disse områdene, siden det ikke sammenfaller med kommunegrensene. Det er derfor tatt utgangspunkt i 120 husholdninger per i dag, samt at utbredelsen av elbiler stiger jevnt fra 0 elbiler i dag til 120 biler i 2030. Med utgangspunkt i et flatt energiforbruk på 20 230 kWh per husstand og 2 460 kWh per elbil, er framtidig energiforbruk for husstandene på Nord-Senja vist i Figur *5-10*. Totalt energibehov vil derfor forventes å stige fra 2 428 MWh i dag til 2 723 MWh i 2035.



Figur 5-10 Estimert energibehov for husholdninger på Nord-Senja fram mot 2035

Effektprofilen vil få mer markerte topper ved introduksjon av elbiler. Om man legger til grunn en effekttopp på 4,7 kW i gjennomsnitt per husholdning med elbil, vil det for 120 husholdninger tilsvare en effekt på 564 kW. 120 elbiler vil utgjøre 48 kW av dette.

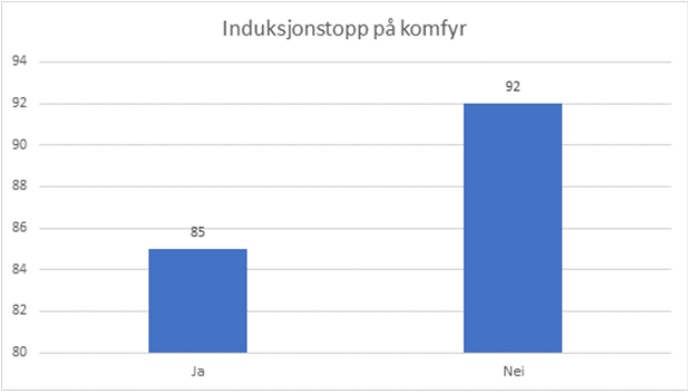
Introduksjonen av elbiler og annet effektkrevende husholdningsutstyr kan også gi utfordringer med spenningskvaliteten. Mye av utstyret inneholder likerettere som kan gi mye overharmoniske strømmer, om det ikke er lagt inn kompenserende tiltak for dette i utstyret (FPC – Power factor correction). I tillegg trekker mye av utstyret konstant effekt. Dvs. at strømmen stiger dersom spenningen synker, noe som kan gi kontrollutfordringer i kraftnettet om denne lasttypen blir for dominerende. Dette varierer mye fra utstyr til utstyr og elbil til elbil. Det er derfor ikke gått nærmere inn på disse problemstillingene i dette forprosjektet.

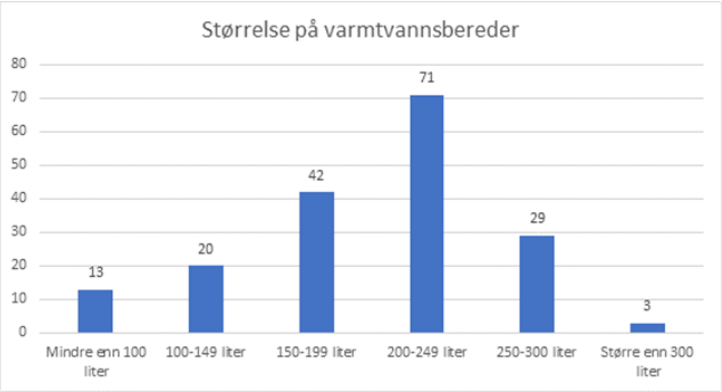
5.7.2 Kartlegging av husholdningskundene på Senjahopen og Husøy

I tidsperioden 8. juli til 20. august 2019 ble det gjennomført en spørreundersøkelse som foregikk over telefon. Undersøkelsen ble utarbeidet av Ishavskraft i tett dialog med Sikom Living (leverandør av smartstyringssystem), UiT og TK. Selve undersøkelsen ble gjennomført av vår samarbeidspartner Bison. Følgende ble lagt vekt på i undersøkelsen:

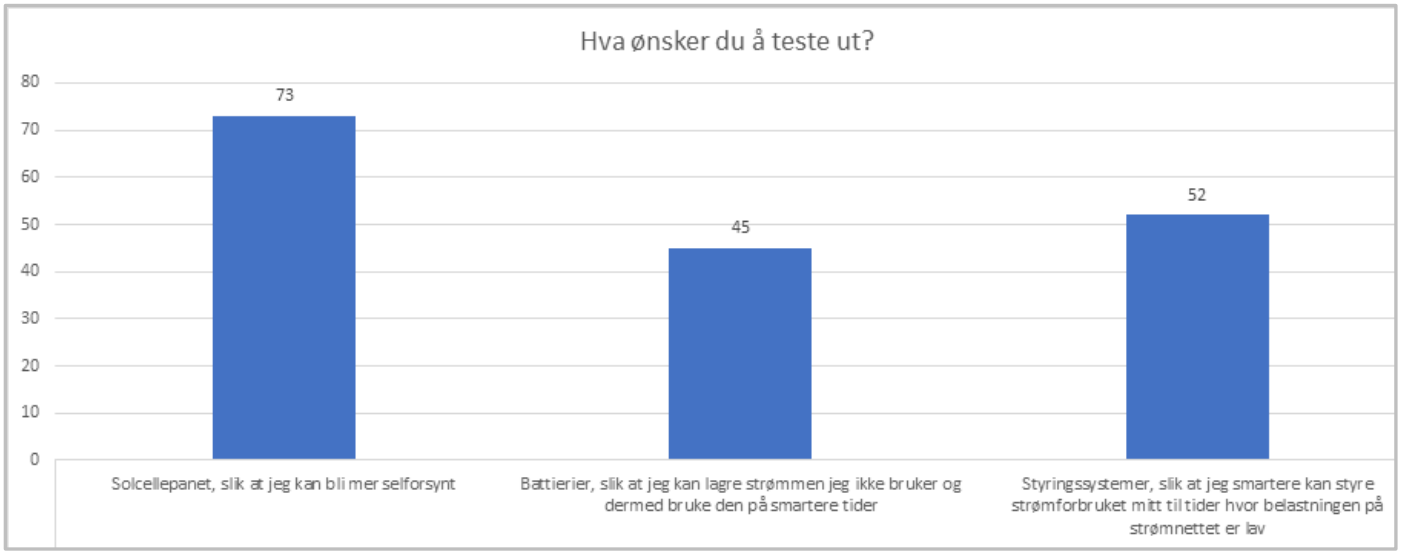
- Husholdningen: hvor mange bor i husholdningen og hvor mange pendler
- Strømbruk: hvilke varmekilder og hvor ofte brukes de, har komfyren induksjonstopp, størrelse og antall varmtvannsbereder (-e), har husholdningen jacuzzi eller elbil
- planlegger husholdningen å anskaffe seg elbil
- hvilken type internett-tilkobling
- ønske om deltakelse i prosjektet og begrunnelse for deltakelse/ikke deltakelse
- hvilke teknologier/løsninger som ville vært mest interessant å teste ut
- tilbakemeldinger, spørsmål eller tanker

Sentrale resultater fra kartleggingen er gjengitt i det følgende:





Figur 5-11 Nøkkelresultater fra spørreundersøkelsen.



Figur 5-12 Resultater fra spørreundersøkelse. Flertallet ønsker å teste ut solceller.

- 91 stk har nedstøpte varmekabler, 10 har utendørs varmekabler
- 2 stk har elektrisk utendørs bad (jacuzzi)
- 6 stk elbil som lades hjemme, 16 planlegger å anskaffe seg elbil
- 103 har varmvannstank som var 200 l eller større. Flere hadde to tanker

6 Smarte løsninger i husholdninger

Muligheten for å styre energien som forbrukes (eller produseres) er sentralt i alle former for smarte nett eller smarthus. Utviklingen går i retning av at mer og mer av det elektriske utstyret vi kjøper kan kobles til internett med mulighet for fjernstyring og overvåking.

Energien til en enhet kan i dag styres på mange måter, men vi kan dele dem i to hovedkategorier:

1. Styring av tilførselen ved hjelp av en bryter
2. Styring ved direkte kommunikasjon med enheten

Det enkleste er å montere fjernstyrte brytere som rett og slett slår av og på utstyret. Dette er godt egnet til f.eks. varmtvannsberedere, siden disse ikke har noen annen innvirkning på utstyret enn at vanntemperaturen gradvis synker.

Ved direkte kommunikasjon med den enkelte enhet, er man avhengig av produsenten og hvilke muligheter og tilgang man kan oppnå. Det er urealistisk for nettselskap eller strømleverandør å utvikle grensesnitt mot alle mulige kommunikasjonsformer og protokoller som er i bruk, så det mest fornuftige er å bruke en lokal smart-boks (gateway) eller gå via en nettportal som gir et standardisert grensesnitt ut fra installasjonen.

6.1 Kommunikasjon og infrastruktur

Skal et nettselskap, strømleverandør, aggregator eller annen tjenesteleverandør styre last i et område, er man avhengig av å ha en eller annen form for infrastruktur i bunn.

For kommersielle løsninger, er det kommet flere på markedet de siste årene. Her må løsningene sees opp mot de krav man velger å stille til systemet. Eksempel på et slikt system er Siemens DEMS [9], men mange andre leverandører leverer tilsvarende systemer. Typisk for slike system er at de ofte er mer tilpasset større kunder, industri eller kunder med lokal produksjon.

6.1.1 Energistyring med smarthus teknologi

Et alternativ til å installere egen infrastruktur som i forrige delkapittel, er å dra nytte av utviklinga innen smarte nett-tilkoblede enheter og IoT (Internet of Things). Som nevnt innledningsvis, vil det her være gunstig å installere en form for felles grensesnitt mellom kunde og kontrollsentral i form av en «smart-boks», eller at hver enkelt enhet kommuniserer med en tjener via internett. En «smart-boks» gjør at det overordnede kontrollsystemet er uavhengig av de enkelte produsentene sine kommunikasjonsformer og protokoller.

Tibber [10] er et selskap som både leverer smarthus system og er en kraftleverandør. Ved å gi selskapet tilgang til å styre noe av forbruket samt installere en smart ladestasjon for elbil, blir det garantert 20% reduksjon i strømpris. Øvrig forbruk kan også kobles til systemet for å flytte forbruk til tider av døgnet med lav strømpris. For den enkelte kunde, tilbyr Tibber et API der kunden selv kan programmere inn smarte funksjoner for sin installasjon. Det er også mulig for tredjepart å utvikle egne apper inn mot systemet, noe som kan gjøre dette interessant i et smartnett perspektiv.

For øvrig er det mange smarthus system på markedet som i varierende grad gir mulighet for systemintegrasjon med tredjepart. Eaton er blant dem som gir mulighet for systemintegrasjon med tredjepart gjennom sitt xComfort system.

6.1.2 Test av aktuell teknologisk løsning hos husholdning

Det har i konseptutredningsfasen vært valgt å teste ut en aktuell teknologi i en småskala pilot, hos en kunde på Husøya. Det har da blitt benyttet en velprøvd løsning som har vært på markedet og blitt videreutviklet i 20 år. Løsningen er bedre kjent som «Ring hytta varm», og som navnet tilsier mest benyttet i fritidsboliger og hytter. I Norge i dag er det 85 000 aktive installasjon på produktene, og produktet har et godt renommé. Sikom som er leverandør av løsningen har god teknisk kompetanse, men aller viktigst mener vi er kompetansen og muligheten Sikoms eget utviklingsmiljø innehar. For eksempel har de utviklet algoritmer som «blir kjent med måten du bruker strømmen i huset på» og kobler ut f eks el-bilen når du koker på induksjonstoppen. I forhold til å frigi effekt med reduksjon av temperatur på nedstøpte varmekabler og utkobling av varmtvannsbereder, vil dette skje automatisk uten at kunden trenger å tenke på det, og uten at det går ut over kundens komfort. Dersom den automatikken kobles sammen med algoritmene som forstår ditt forbruk, så vil vi kunne styre flere laster i huset og sørge for å frigjøre effekt også ut over foreslåtte første tiltak.

Erfaringer fra denne testen legges til grunn i det videre arbeidet med å integrere husholdningene i storskala-prosjektet.

7 Hovedkonklusjoner og videre arbeid

Basert på arbeidet gjort i konseptutredningen har vi kommet frem til følgende konklusjoner med relevans for videre arbeid:

1. **Tett samhandling med kunder – bedrifter og konsumenter må stå sentralt.**
   For å kunne opprette et marked for fleksibel last er et sentralt suksess-kriterium å få med de riktige kundene, dvs de som har mest effekt å frigjøre i timene TKN har behov. Kundene må oppleve løsningene som interessante og relevante og det må oppleves som et system som ikke går ut over kundenes komfort eller interesser. Det må være fokus på å få riktige kunder på riktige løsninger. Ut fra observert forbruksmønster vil det være kritisk å få med de største konsumentene som bidragsytere i fleksibilitetsmarkedet.

   - Endringer i konsortiet allerede gjort for å bringe storforbrukerne direkte inn i prosjektet. Dialog med sentrale bedrifter intensiveres.

2. **Batteri synes å være velegnet for å regulere utfordringene med spenning lokalt.**
   Nettanalysene tilsier at overbelastning av eksisterende nett ved høylastperioder vil forekomme i et stadig større omfang. Varigheten vil imidlertid være begrenset i hvert tilfelle, noe som tilsier at batteriløsninger vil være velegnet for å håndtere kritiske perioder.

   - Det arbeides videre med etablering av batterier for energilagring og lastforflytning for håndtering av nettutfordringer

3. **Stor avhengighet til vannkraftverkene på Senja** – Vannkraftverkene har historisk sett vært viktige for å kunne sikre tilstrekkelig forsyningskapasitet og -kvalitet til Nord-Senja i tunglast-perioder.

   - Det vil i samarbeid med Troms Kraft Produksjon og Ishavskraft ses nærmere på hvordan kraftverkene på best mulig måte kan integreres som en del av den smarte infrastrukturen som skal etableres.

4. **Identifikasjon av fleksible laster, som reelt er tilgjengelig på riktig tidspunkt, blir viktig.**
   Grundig energikartlegging, spesielt hos de store bidragsyterne vil være kritisk for å oppnå ønsker effekt mht nettbelastning, og unngå at lastreduksjoner spises opp av nye laster som initieres av reduksjonen.

   - Prosjektet vil ta mål av seg å utarbeide en god metodikk for utarbeidelse av et energikart. Bruk av en type smart selvdiagnostikk forventes å være effektivt i så måte.

5. **Produksjon av solenergi har et potensial.** Ytterligere verifikasjon ift. lokale forhold er imidlertid nødvendig. - En utfordring i forhold til solenergi i Nord-Norge er det begrensede erfaringsgrunnlaget og usikre data på tilgjengelige ressurser, som foreligger. Ulike datakilder gir sprikede ressursestimat. Det er likevel registrert stor interesse for solenergiløsninger både blant store og små konsumenter på Nord-Senja, og det antas at prosumenter med solkraftproduksjon vil bli et stadig vanligere innslag nettet som helhet. At solcelleanlegg gjerne vil kombineres med batteri øker verdien av slike system i vårt perspektiv.

- Det foreslås at det arbeides videre med realisering av flere solcelleanlegg hvorav ett potensielt kan utvides til forholdsvis stor skala. Det bør fokuseres på anlegg som kan gi stor lærings- og forskningseffekt i første omgang. Det vil være interessant i får testet ut grensesnittene og sammenhengene mellom frigjort effekt, produksjon og lagring i verdikjeden fra kunden, Ishavskraft, Flextool og Markedsplassen.

6. **Forretningsmodell for fleksibilitetsmarkedet må etableres.** – I et fleksibilitetsmarked slik det her er tenkt vil det være en rekke aktører involvert med ulike egenskaper på produktene som selges, og med forskjellige motiver og forutsetninger for deltakelse. Hvis markedet skal fungere må det fremstå som attraktivt for alle parter og representere gi en synlig merverdi, også i økonomisk forstand

    - Det arbeides videre med avtaler i konsortiet frem mot en børslignende markedsplass basert på NODES-plattformen. Samtidig vil det vurderes behov for egne bilaterale avtaler der dette fremstår som mer hensiktsmessig. Dette kan eksempelvis gjelde for vannkraftverkene på Senja

7. **Strategi for husholdningsmarkedet er viktig, men kan gi usikre bidrag.** For eksempel vil varmtvannstank alene gi store usikkerheter, da tidspunktet den er i bruk vil være avgjørende for om den frigir effekt. De lastene som gir mest effekt å styre, uten at det går ut over kundens komfort, er utkobling av varmvannstanken + nedstøpte varmekabler.

    - For at husholdningsmarkedet skal bidra i prosjektet ser vi at minimum to laster må styres. Dette for at vi skal sikre at husholdningskundene bidrar med effekt. Etter hvert som el-bil blir en del av husholdningen på Nord-Senja bør også den komme inn som alternativ for effektstyring. Fra tidligere studier og matematiske beregninger vil reduksjon av temperatur på 2 nedstøpte varmekabler + utkobling av 1 varmtvannstank i snitt gi en redusert effekt på mellom 1,5 og 2 KW.

8. **Kommunikasjon, informasjon og kunnskapsutvikling viktig for å få samfunnet med.** Samskapning med kundene og samfunnet både på Husøy og i Senjahopen er en avgjørende faktor for å lykkes. Det er viktig å balansere mellom Husøy og Senjahopen slik at begge bygdene blir ivaretatt og fulgt opp i tilstrekkelig grad.

    - Vi anser det som viktig å få opp pilotkunder som er «gode eksempler» i begge bygdene, som kan fronte løsningene på en folkelig og nær måte.

    - Ved realisering av effekter i bolig så gjelder «jo mer last/flere laster jo bedre». Dette bidrar til å fordele uttaket av last på en måte som ikke merkes hos kunde. Dersom man velger kun en last/enhet å koble ut/justere ned temperatur, gir det større risiko for at det går ut over kundens komfort. Oppmagasinert effekt som varmtvannstank og nedstøpte varmekabler påvirker kunden minst.

    - I Norge vil prosjektet på Nord-Senja være et av de aller første med så stor andel av privatkunder som ønskes med i prosjektet. Prosjektet på Nord-Senja vil derfor være en læringsprosess, hvor vi må analysere forbruk og se på algoritmer for å optimalisere laststyringen, for å håndtere kapasitets-problemet på best mulig måte.

- Med et utgangspunkt på 70 kunder, som er målsettingen i prosjektet vårt, vil det frigjøre en total effekt på over 100 KW, i timen(e) utkoblingen skjer.

Generelt positive holdninger til fornybar energi: Ikke overraskende er det svært positive holdninger til innføring av solenergi, mens det er større usikkerhet/skepsis knyttet til realisering av vindmøller.

Arbeidet opp mot bedriftene, skoler og involvering av innbyggerne (lokalsamfunnene) i arbeidet kan medbringe en langsiktig investering med sikte på omstilling fra fossil til mer fornybar energi, økt bevissthet om energibruk og –økonomisering, og hvordan kyst- og lokalsamfunn kan bli mer robuste med hensyn til energiforsyning.

Del 2

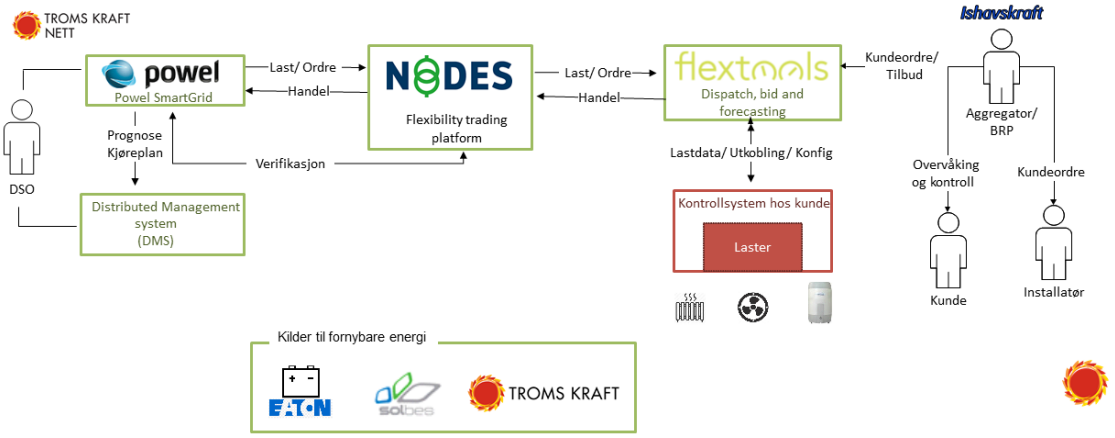
Beskrivelse av planlagt systemløsning for Storskala demo
Smart infrastruktur – Nord-Senja

8 Design – Systemløsning

8.1 Markedsplass for fleksibilitet

Troms Kraft Nett ønsker å kjøpe nødvendig fleksibilitet fra ulike tilbydere for å sikre en rasjonell drift av nettet ved Senjahopen og Husøya. Det valgte konseptet kan beskrives som en markedsplass basert på «Smart Grid»-løsninger. Dette skal gjøre det mulig å utnytte nettet mer effektivt i samspill med kraftforbrukere og -produsenter.

På overordnet nivå illustreres dette i følgende figur:



Figur 8-1 Skjematisk fremstilling av struktur og roller i planlagt smartnett-løsning hvor NODES som markedsplattform for kjøp og salg av fleksibilitet.

Her er NODES «markedsplassen» for kjøp og salg av fleksibilitetstjenester, med tilhørende oppgjør.

Troms Kraft Nett kjøper fleksibilitet basert på analyser og prognoser utarbeidet av Powel.

Ishavskraft får en aggregator-rolle og bruker flextools til å aggregere og tilby kundenes fleksible laster til markedsplassen NODES.

I det følgende beskrives systemet nærmere.

8.2 Markedskonseptet NODES

NODES vil fungere som en lokal markedsplass for fleksibilitet på Senja.

Troms kraft Nett vil være kjøper av fleksibilitet. På bakgrunn av prognosert last og spenningssituasjon i nettet vil de legge inn ønsket kjøpsbud i NODES for å løse spenningsproblemene.

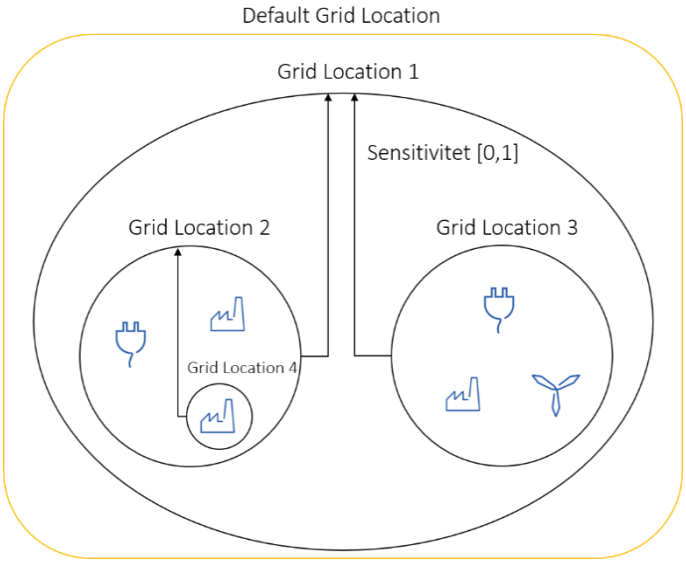
Ishavskraft vil fungere som selger av fleksibilitet. De forvalter en rekke fleksible ressurser, blant annet to småskala kraftverk samt demand response for industri og husholdningskunder. Disse fleksible ressursene vil bli tilbudt Troms Kraft Nett for effekt opp- eller ned-regulering for å avhjelpe spennings- og last situasjonen i nettet.

8.2.1 Grid Locations

Grid Locations er en sentral komponent av NODES. Grid Locations gir DSO mulighet til å modellere flaskehalser i nettet uten å angi en detaljert nettmodell til markedet.

En Grid Location modellerer et avgrenset område i nettet hvor DSO har kapasitetsproblemer og trenger å kjøpe fleksibilitet. Fleksible enheter som er fysisk lokalisert innenfor området en Grid Location representerer vil kunne tilby fleksibilitet for å løse den lokale flaskehalsen.

Grid Locations er ordnet i et hierarki, der det øverste nivået er en DSOs Default Grid Location. Default Grid Location representerer hele DSOens nettområde. Flaskehalser som oppstår på spesifikke lokasjoner i nettet blir representert som Grid Locations under DSOens Default Grid Location. Et eksempel er vist i figuren under:



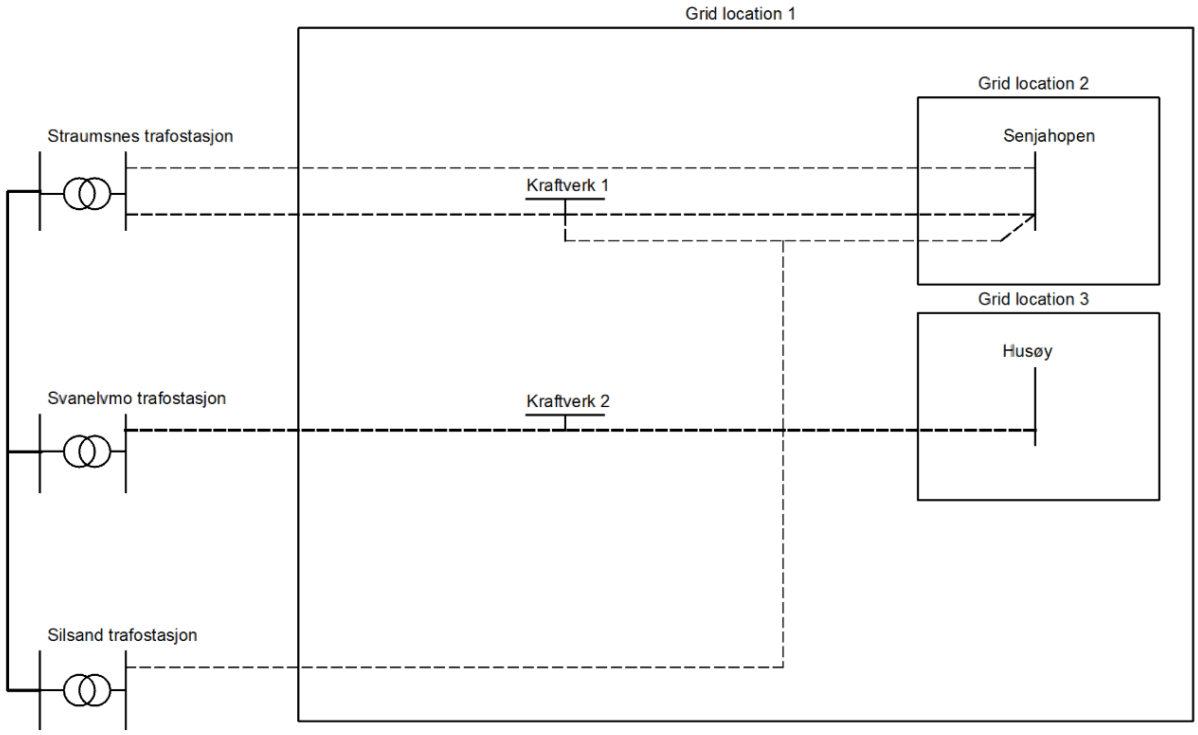
Figur 8-2 Grid locations – hierarkisk strukturerte analyseområder

Figuren viser et nett bestående av fire Grid Locations i DSOens nett. De blå ikonene representerer fleksible enheter som er fysisk lokalisert i de delene av nettet som representeres av de forskjellige Grid Locations. Vi ser f.eks. at Grid Location 2 er en under-Grid Location av Grid Location 1. Grid Location 2 har også enda et område, Grid Location 4, som er ordnet under denne igjen.

Grid Locations kan linkes til hverandre med å angi en sensitivitet mellom dem. Om det f.eks. oppstår et lastproblem i nettet som representerer Grid Location 1, mens det ikke er et problem i den delen av nettet som representeres av Grid Location 3, kan man sette sensitiviteten mellom Grid Location 3 og Grid Location 1 til 1. Ordre fra fleksibilitetstilbydere som befinner seg i Grid Location 3 vil da bli gjort tilgjengelig for kjøp i Grid Location 1.

En beregning av behov for fleksibilitet når spenningskvalitet er begrensende vil være mer omfattende enn for termisk kapasitet. For termisk kapasitet kan last aggregeres under begrensende komponent, men for spenningskvalitet vil lokasjon av last være vesentlig.

For Nord-Senja er det valgt en inndeling som vist i figur under.



Figur 8-3 Inndeling i Grid Locations på Nord-Senja.

Det er valgt å ha liten oppløsning av Grid Locations ut fra en antakelse om at konsentrasjonen av forbrukspunkter er stor for Husøy og Senjahopen og avstand mellom kritisk punkt og fleksibilitetstilbyder er liten. For kraftverkene må det vurderes om disse skal inngå i kun en Grid Location eller om det er hensiktsmessig å dele disse i egne, med Senjahopen og Husøy under, for å få bedre treffsikkerhet på fleksibilitet. Erfaringsdata vil etter hvert gi grunnlag for å vurdere endringer i inndelingen.

8.2.2 Produkter

I prosjektet vil vi benytte oss av produktet NODES Short Fleks. Short Flex er et produkt for fysisk levering av fleksibilitet der aktørene kan handle fleksibilitet med levering opp til 48 timer frem i tid.

Short Flex tilbyr selgere å legge inn et bud for salg av opp eller ned regulering av en portefølje med én eller flere fleksible enheter, og DSO å legge inn kjøpsbud for opp eller nedregulering per Grid Location.

Et eksempel på en ordre kan sees i figuren under. Her er det en DSO som legger inn en kjøpsordre for nedregulering. DSOen er villig til å betale 60 EUR per MW per time for å kunne reservere 0.5 MW i èn time mellom klokken 15-16. Det er imidlertid ikke sikkert DSOen trenger å aktivere den fleksible enheten gjennom hele timen. Derfor har operatøren lagt inn en egen aktiveringspris, der operatøren i tillegg er villig til å betale 20 EUR per MW per time for den fysiske aktiveringen av de fleksible enhetene operatøren vil kjøpe.

Tabell 8-1 Eksempel på kjøpsordre i NODES Short Flex.

Parameter	Value
Side	Buy
Direction	Down
Unit price	60 EUR/MW/h
Activation price	20 EUR/MW/h
Quantity	0.5 MW
Time from	15:00
Time to	16:00

Som nevnt over består Short Flex av både en reservasjons-del og en aktiverings-del. Grunnen til dette er at det kan være vanskelig å spå nøyaktig når i en time man har behov for å fysisk aktivere en portefølje av fleksible enheter. Kanskje viser det seg at man bare har behov for å fysisk aktivere de fleksible enhetene mellom kl 15.07-15.22. Gjennom å reservere enheten har imidlertid DSOen sikret seg at en fleksibel enhet er tilgjengelig for opp eller nedreguleringen i det tidsrommet operatøren prognoserer at et nettproblem oppstår, mens den fysiske aktiveringen av enheten kan gjøres tettere opp mot levering, når operatøren har enda bedre oversikt over den faktiske situasjonen i nettet.

I tillegg til å spesifisere pris for reservasjon og aktivering samt tilgjengelig/ønsket volum kan det også legges til filter på en ordre, som for eksempel krav til «ramp up time» eller krav til porteføljens minimum eller maksimum kapasitet.

I dette prosjektet vil NODES i starten tilby aktørene å handle fleksibilitet der man kan reservere enheter en time av gangen. Timene vil tilsvare balanseavregningen som gjøres i Day Ahead markedet.

Vil vi også anta at en portefølje av fleksible enheter skal aktiveres i det samme tidsrommet den blir reservert. To-stegs løsningen med en egen reservasjon og aktiveringssignal vil derfor i starten slås sammen, slik at porteføljen av fleksible enhet vil aktiveres i samme tidsperiode som reservasjonen er gjort.

I løpet av prosjektet vil en evaluere om denne modellen er hensiktsmessig, eller om det vil være fordeler med å skille reservasjon og aktivering av fleksible enheter i to steg. Vi vil også evaluere om det er hensiktsmessig å minske tidsoppløsningen for handel med fleksibilitet fra en time til f.eks et kvarter.

8.2.3 Prisformasjon

NODES er et kontinuerlig «pay as bid» marked, tilsvarende som intradag-markedet for energi og aksjemarkedet fungerer.

Ordre matches kontinuerlig mot hverandre gitt at det er kjøps og salgsbud tilgjengelig til en pris som kan matches, og at markedet er åpent for handel. Ordre som ikke matches vil bli plassert i ordreboken der pris, volum og eventuelle filtre vil være tilgjengelig for markedsaktørene.

Ordre matches etter følgende kriterier og i rekkefølge:

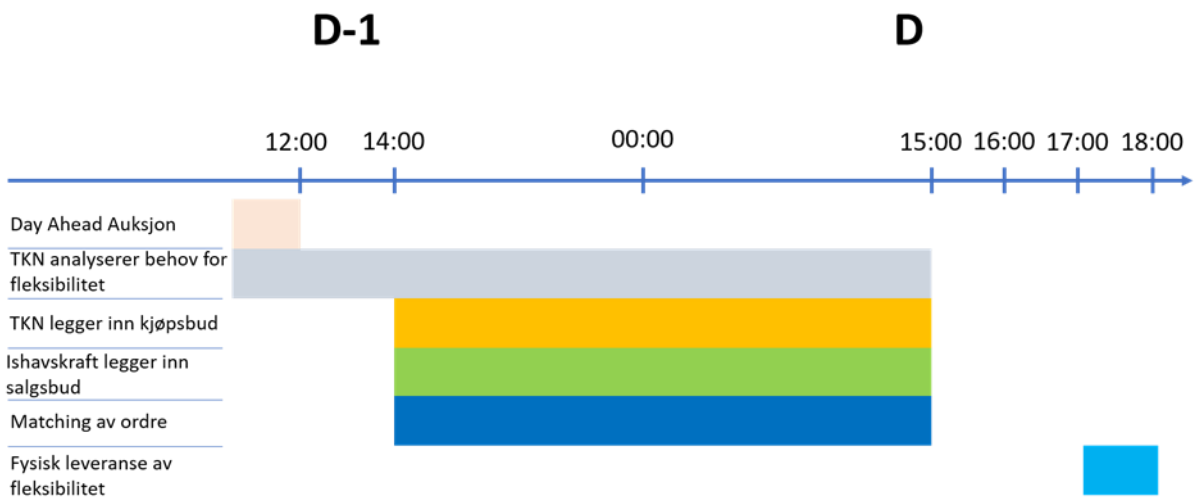
1. Parameterfilter
2. Pris
3. Tidspunktet en order ble lagt inn (ordre som ble lagt inn tidligst matches først)

Kjøps- og salgsordre vil kun bli matchet mot hverandre dersom de er i samme Grid Location. Eneste unntak er hvis to Grid Locations er koblet sammen med en Grid Link (med sensitivitet 1). I disse tilfellene vil ordre fra en underordnet Grid Location ble gjort tilgjengelig for den overordnede Grid Location.

8.2.4 Tidslinje for handel med fleksibilitet

I dette prosjektet vil markedet åpne klokken 14 for handel med fleksibilitet som skal leveres neste dag. Dette er en time etter at prisene og posisjonene til aktørene i Day Ahead markedet er publisert. Dette vil gi Ishavskraft tid til å justere prisene på sine fleksible enheter opp mot prisene i energimarkedet, samtidig som det gi Troms Kraft Nett tid til å gjøre sine initielle nettanalyser for å predikere behovet for fleksibilitet neste dag.

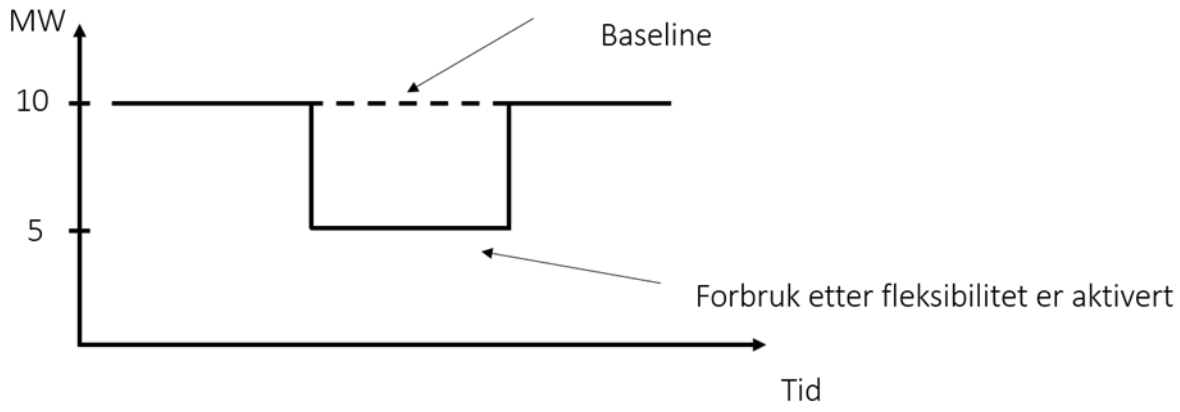
Initielt vil markedet være åpent frem til 2 timer før fysisk levering av fleksibilitet. I perioden mellom markedet åpner og stenger vil det skje en kontinuerlig matching av kjøps- og salgs-ordre i NODES. Figuren under viser aktørenes prosesser frem mot fysisk levering for handel med fleksibilitet som skal leveres mellom kl 17-18 på dag D, der D er dagen for fysisk levering og D-1 er dagen før fysisk levering.



Figur 8-4 Tidslinje for handel av fleksibilitet.

8.2.5 Baseline

For å kunne avgjøre hvor mye fleksibilitet som har blitt aktivert av en fleksibilitetstilbyder må man ha et mål for hva som er det forventede forbruket eller produksjonen dersom aktøren ikke hadde aktivert sine fleksible enheter. Dette kaller vi baseline. Konseptet er illustrert på figuren under. Figuren viser forbruk for en industribedrift. Langs x-aksen har vi tid, og langs y-aksen har vi forbruk i MW. Si at industribedriften vanligvis har et forbruk på 10 MW, men har inngått enn kontrakt om å regulere dette ned med 5 MW i en time gjennom en handel på NODES. Baseline for denne fleksible enheten er da 10 MW, og i ettertid kan DSO gå inn på bedriftens målepunkt og lese av at forbruket ikke har oversteget 5 MW i den gitte perioden.



Figur 8-5 Skjematisk fremstilling av forbruk etter aktivert fleksibilitet versus baseline.

Å beregne baseline er nødvendigvis ikke en enkel prosess. Både husstander og industri kan ha et forbruk som varierer gjennom timen som en funksjon av temperatur, hvor mange industrielle prosesser som kjører, osv.

Metoden som brukes for å beregne baseline kan også variere mellom forskjellige fleksible enheter. Prosjektet vil gjennom pilotperioden teste ut forskjellige metoder for å fastsette baseline på, dette inkluderer:

- Beregne baseline ut ifra historisk data på den fleksible enhetens forbruk eller produksjon.
- Beregne baseline ved å lese av forbruk/produksjon rett før og rett etter den at en enhet er aktivert, og slik verifisere at en enhet har oppregulert/nedregulert sin produksjon eller forbruk
- For produksjonsenheter som vannkraft kan man definere baseline som kraftverkets posisjon i Day Ahead markedet

I tillegg til metodene nevnt over vil det også mest sannsynlig bli gjennomført tester med andre metoder. Gjennom storskala demoen vil vi evaluere hvilken av metodene som egner seg best i forskjellige tilfeller.

8.2.6 Finansielt oppgjør

Det finansielle oppgjøret mellom kjøper og selger av fleksibilitet vil bli gjort gjennom NODES. NODES vil fungere som en oppgjørssentral og er slik sett garantist for at selger blir betalt av kjøper. Alle

aktører forholder seg til NODES som sentral motpart i en handel. NODES henter inn penger fra kjøper og overfører så videre til selger. Selger og kjøper har derfor ingen motpartsrisiko mot hverandre, og kjøper og selger trenger ikke å forholde seg til andre motparter enn NODES i alle transaksjonene som blir gjort gjennom markedsplassen.

Finansielt oppgjør kan gjøres daglig, ukentlig eller månedlig. Vi vil gjennom prosjektet gjøre oss erfaringer om hva som er den beste syklusen for det finansielle oppgjøret.

8.3 Prognosering av fleksibilitetsbehov og integrasjon av TKN mot markedsplass

8.3.1 Powel Gridtools

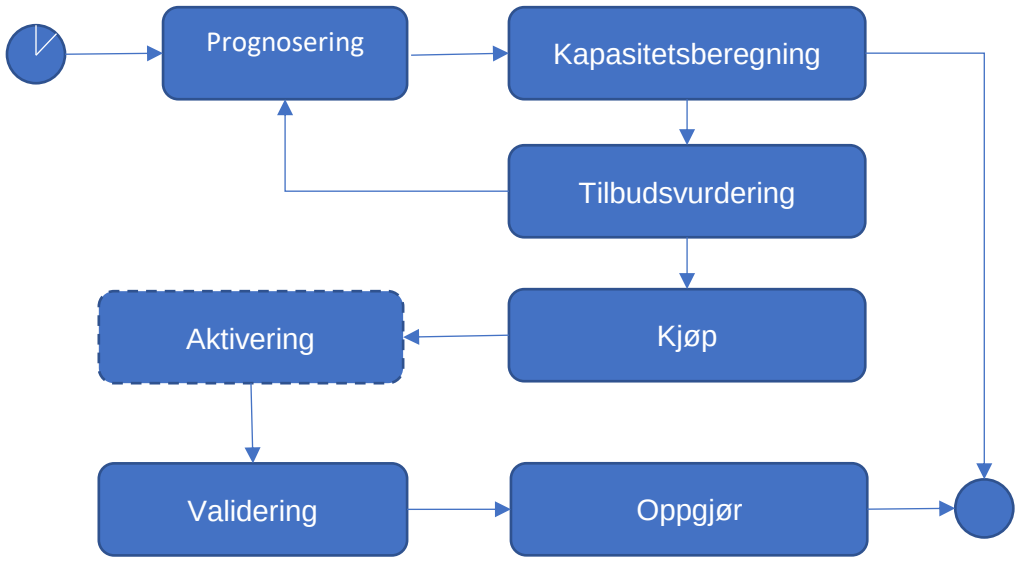
Løsningen fra Powel vil gjøre det mulig å analysere tilstanden i nettet frem i tid basert på prognoser for forbruk og produksjon på ulike punkter i nettet. Mulige problemer knyttet til drift av nettet under de prognoserte situasjonsbildene vil identifiseres og visualiseres for brukeren.

8.3.2 Prosess

Planmessig må nettselskapet lage prognose med forventet last i nettet for påfølgende periode. Hvorvidt planmessig i denne sammenheng er daglig, i perioder eller ut fra andre kriterier er ikke vurdert her, men større endringer i eksterne prognoser, som for produksjon og næringsvirksomhet, må tas hensyn til. Handelen skal primært skje i "day-ahead" markedet, men det bør vurderes om det skal kunne handles for lengre perioder.

Kapasiteten beregnes med bakgrunn i prognosen og evt. behov for fleksibilitet beregnes. Tilbud på markedsplassen vurderes ut fra behov og legges inn i prognosen for ny beregning. Når tilstrekkelig med fleksibilitet er beregnet inn i prognosen, gjøres det oppkjøp på denne.

Etter aktivering valideres kjøpt fleksibilitet ved å sannsynliggjøre denne med en sammenstilling av prognose og reelle måleverdier. Kjøpet gjøres opp.



Figur 8-6 Prosess ved fleksibilitetshandel

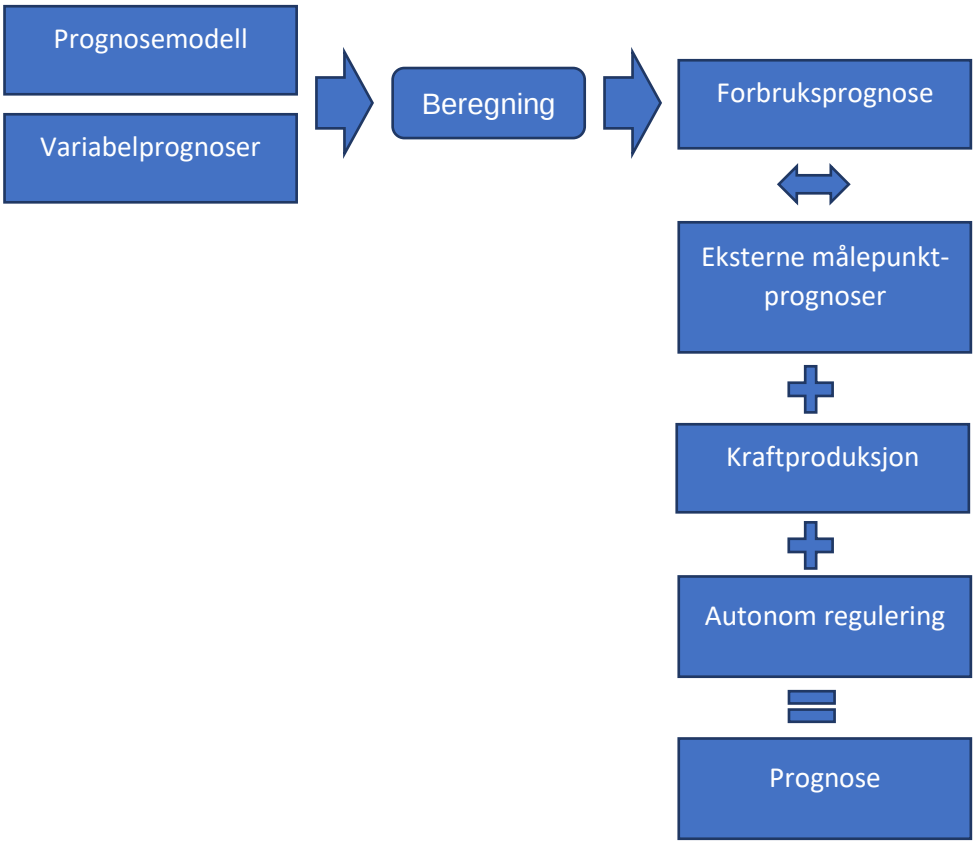
Det vil også være behov for overvåking av nettet med hensyn til indikasjon på avvik fra prognoser, både med hensyn til tilstand og trend. Dette må gjøres på aggregert nivå i og med at målinger fra forbrukspunkter normalt sett ikke kan regnes tilgjengelige før etter seks timer. Hvilke målepunkter som skal inngå i en slik sammenstilling må vurderes. Overvåking kan også gjøres direkte på spenningsnivå, der dette er tilgjengelig, men for å vurdere avvik i trend må dette ses opp mot beregnet trend.

Kjøp i driftsdøgnet, der det ikke er tilgang på nye prognoser, krever annen behovsvurdering.

Det er ikke vurdert her hvordan nettselskapet skal kunne sikre seg effektreserver i fleksibilitetsmarkedet. Dette må videre utredes med hensyn til totalbildet for leveringskvalitet.

8.3.3 Prognosering

Prognoseberegning er tenkt utført ved bruk av modell basert på en multivariabel-analyse. En enkel framskrivning (ekstrapolering) antas å ha for stor usikkerhet.

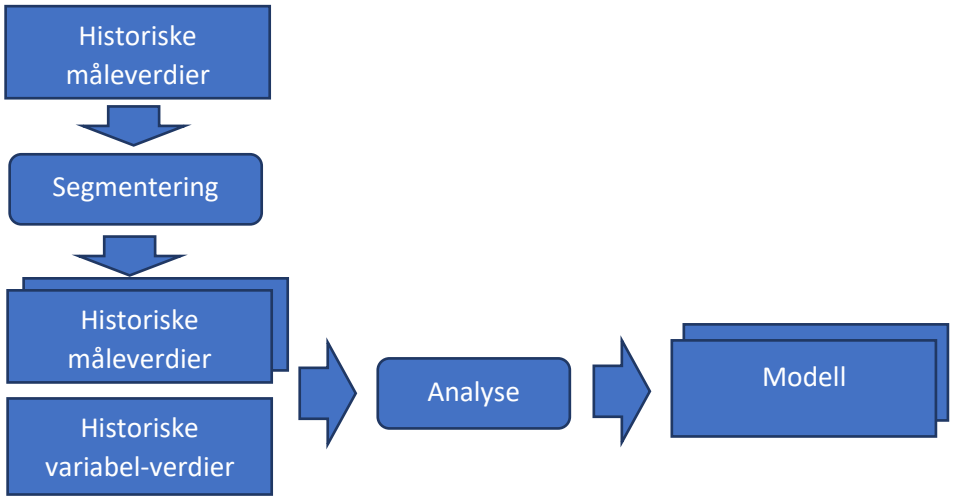


Figur 8-7 Prognosering

I bunnen av prognoseberegning må det foreligge en prognosemodell for forbruket i nettet. Denne vil være basert på historiske måleverdier og historikk for variabler som påvirker forbruket.

Prognosemodellen bør inndeles hensiktsmessig i forhold til forbruksmønster ved bruk av grupperingsalgoritmer. For hver inndeling normaliseres tidsserier og tendens analyseres ut fra variabler som temperatur, vind, strømpriser og andre utenforliggende variabler som antas å påvirke forbruket.

Historiske måleverdier vil også kunne inneholde uttak av fleksibilitet. Håndtering av dette vil være vesentlig i forhold til modellens korrekthet.



Figur 8-8 Prognosemodell baseres på historiske måleverdier og historikk for variabler som påvirker forbruket

Ved bruk av målepunktenes egenskaper kan klassifisering også benyttes for prognose av målepunkt uten tilstrekkelig oppløsning av måleverdier eller nye målepunkt.

Prognosemodellen som beskrevet over betinger forventet temperatur, vind, strømpriser og andre utenforliggende variabler som kan påvirke forbruket.

8.3.4 Eksterne målepunktprognoser

Enkelte målepunkt har til dels uregelmessig karakter og prognose må leveres av kunde i forbrukspunkt til erstatning for modellberegnet prognose.

I området Nord-Senja er fiskemottak en næring som har denne karakter, og forbruket vil være avhengig av pågang av råstoff og produksjonslinje. Hvorvidt slike prognoser må være løpende eller kun til erstatning for modellberegnede prognoser i produksjonsperioder må vurderes.

8.3.5 Kraftproduksjon

Kjøreplan for kraftproduksjon vil ha betydning for kapasitetsberegningene, både med hensyn til effekt og innmatingspunkt.

Vannkraftproduksjon vil ha stor sikkerhet i leveransen, men for vind og solcelle vil produksjonsplan (prognose) ha større usikkerhet. Se kap. Risiko i beregninger.

8.3.6 Autonom regulering

Batterier kan bidra til spenningsregulering i nettet med både aktiv og reaktiv effekt. Om prognoser skal lages ut fra erfaringsdata eller annen modell må utredes videre.

8.3.7 Kapasitetsberegning

Kapasiteten bergenes ut fra lastprognosen. For Nord-Senja er det spenningskvalitet som begrenser kapasiteten i nettet, og det vil være blant noder ytterst i nettet vi finner denne begrensningen. Spenningskvalitet i en slik node vil være avhengig av størrelse og lokasjon av laster i det overliggende nettet.

Beregningene bør i utgangspunktet gjøres med laster i alle tilknytningspunkter. Det vil være nærliggende å benytte tradisjonell metode for beregninger, basert på egenskapene til alle berørte deler av nettet. Slik beregning bør også avstemmes med spenningsmålinger. Denne type funksjonalitet finnes i NIS.

Det kan også bygges modell basert på erfaringsdata for last og spenning fra reelle verdier, men beregninger fra NIS kan også være kilde til å “trene” en slik modell med mulige lastbilder.

8.3.8 Risiko i beregninger

For å redusere risiko for underkapasitet kan det legges inn faktor på last og/eller kapasitet.

Det må i forkant vurderes hvilken usikkerhet som er knyttet til beregningsmetode og prognoser for de enkelte målepunktene. Lastfaktor for målepunkt tillegges deretter.

Vurdering av hvilke marginer som eventuelt skal legges inn på last og kapasitet må baseres på analyser av egenskaper på måleverdier, beregningsmetode for kapasitet og mulighet for å kompensere for underkapasitet i driftstimene.

En enkelt beregning benytter prognosert last for et gitt tidspunkt. For termisk kapasitet vil det være nærliggende å plukke det tidspunkt som den akkumulerte lasten er størst, men for spenningskvalitet er ikke dette nødvendigvis riktig. En annen betraktning er hvordan varians i toppene fordelt på tid bør tas hensyn til i bruk av prognosemodell og hvilken verdi som skal benyttes for et gitt tidspunkt for et gitt målepunkt.

8.3.9 Tilbudsvurdering

Når kapasiteten for gitt prognose er underkjent påbegynnes aktivitet for å vurdere kjøp av fleksibilitet.

Tilbud i handelsløsningen er knyttet til Grid Locations. Selger angir i utgangspunktet ikke lokasjoner (leveringspunkt) eller effekt på den enkelte lokasjon i tilbud, men for å kunne gjøre en beregning av effekten av evt. kjøp er dette informasjon som, om dette hadde ligget i tilbudet, hadde vært gunstig

for nettselskapet. Nettselskapet trenger ellers ikke ha noen formening om hvordan tilbudet er pakket.

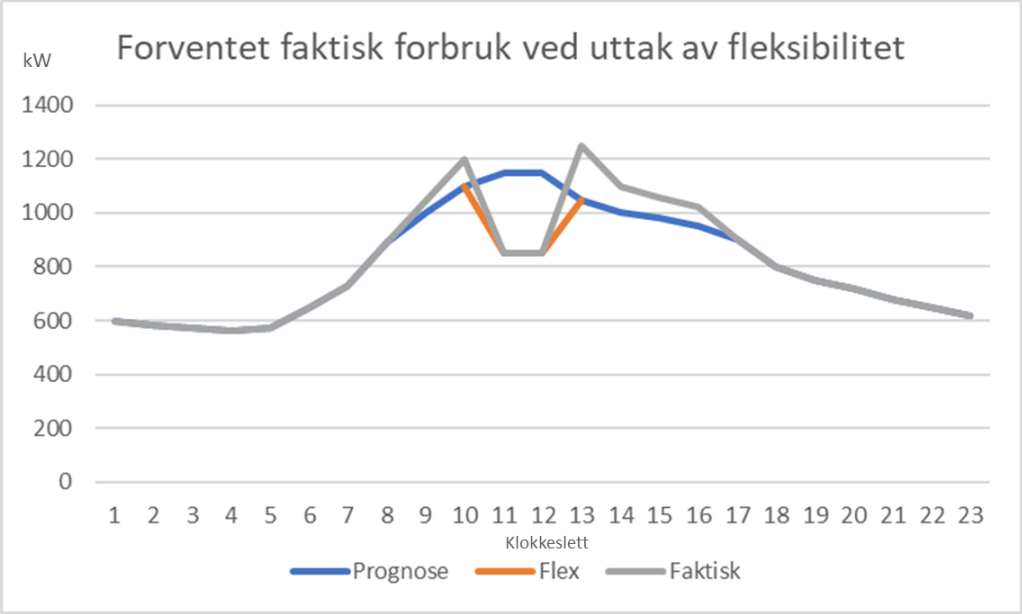
Lokasjoner med volum, der det tas ut fleksibilitet, bør være tilgjengelig for beregning av kapasitet. Alternativt legges dette til en lokasjon som ikke øker risiko.

For hvert uttak av tilbud som vurderes må prognose endres i forhold til dette og ny beregning foretas.

8.3.10 Prognoseendringer

Ved uttak av fleksibilitet endres lastbildet, ikke bare i perioden fleksibilitet er tatt ut, men også i etterkant og/eller i forkant. Prognoseendringer som følge av uttak av fleksibilitet bør også gjenspeile dette.

I figuren under er vist hvordan uttak av fleksibilitet kan gi seg utslag i det faktiske forbruket i tilknytningspunkt for tilbyder.



Figur 8-9 Forventet faktisk forbruk.

Hvis nettselskapet ikke har kunnskap om lokasjon for fleksibilitet bør mengde under og over prognose i forhold til antatt faktisk forbruk legges til det mest ugunstige punkt i gjeldende Grid Location, det vil si det sted som gir den mest pessimistiske prognosen. Dette vil for perioden for uttak av fleksibilitet være i inngangen til gjeldende Grid Location. Hvor volum utenfor perioden bør plasseres er ikke gitt av seg selv.

Det vil være behov for erfaringsdata for den enkelte lokasjon der det er tatt ut fleksibilitet for å gi gode prognoser. Regelmessighet i forbrukskurve kan også påvirkes av batteri bak målepunkt. Inntil

slike erfaringsdata i tilstrekkelig grad foreligger må det vurderes en modell som minsker risiko ut fra antakelser.

8.3.11 Vurderingsstrategier

Fra beregningene angis det hvor i nettet det er overskridelser av grenseverdier. Det vurderes først tilbud i laveste nivå i hierarkiet av Grid Locations der overskridelse er identifisert. Og deretter komplementært oppover i hierarkiet.

Inndelingen av Grid Locations har betydning for hvor stor variasjon det er i effekten av tilbudt fleksibilitet. Finere oppløsning gir større treffsikkerhet.

I normaldrift vil bildet av kapasitetsutfordringene sannsynligvis være gjentagende. Erfaringsdata fra dette vil kunne resultere i mer direkte metoder for tilbudsvurderinger.

Tilbydere vil ha fleksibilitet som gir forskjellig effekt i lastbildet og med ulik variasjon. Fleksibilitet fra et enkelt vannkraftverk vil ha liten variasjon i motsetning til en aggregator for privatkunder. Foretrukket tilbud vil baseres på en kost/nytte vurdering.

8.4 Integrasjon av Ishavskraft som aggregator, via ENFO

Dette avsnittet beskriver hvordan Assets kan prognostiseres, styres og tilbys i et fleksibilitetsmarked via flextools (og Nodes).

8.4.1 Registrering av fleksible enheter

Fleksible laster registreres i flextools av Ishavskraft (BRP). Når en ny fleksibel enhet registreres må den registreres med sitt tilhørende målepunkt-id. Dette gir DSO full oversikt over hvor i nettet de forskjellige fleksible enhetene er fysisk lokalisert.

Etter at en fleksibilitetstilbyder har registrert sine enheter i NODES må DSOen allokere disse til korrekt Grid Location. Fleksibilitetstilbyder vil da bli notifisert med hvilke fleksible enheter som er allokert til hvilke Grid Locations.

Basert på hvilke enheter som ligger i hvilken Grid Location kan fleks-tilbyder så sette sammen porteføljer av fleksible enheter som ønskes å tilbudt i markedet. En portefølje kan bestå av en eller flere fleksible enheter.

Alle bud som legges inn i markedet legges inn på porteføljer. Fleksibilitetstilbyder velger selv hvordan en ønsker å sette sammen sine porteføljer basert på hvilke fleksible enheter man har tilgjengelig, så lenge de er lokalisert i samme Grid Location.

Typisk vil enheter som har samme karakteristikk legges inn på en felles portefølje og bys sammen inn i markedet, men her står fleksibilitetstilbyder fritt til å sette sammen fleksible enheter i porteføljer på den måte som man synes er best.

8.4.2 Nominasjon og anmelding av fleksible volumer til NODES

Flextools vil generere prognoseverdier på fleksibelt volum for hver Asset og foreslå disse volumene i en NODES Order.

Prognoseverdiene for fleksibilitet er basert på forventet forbruk for Asseten i tidsperioden for ordren, og algoritmen benytter maskinlæring med historisk forbruk og temperatur som input-verdier. Se skjermbilde med ferdig utfylte prognoseverdier nedenfor:

Tabell 8-2 Prognoseverdier for fleksibilitet fra en gitt «asset» time for time gjennom ei uke.

Hisøyhallen / Switch

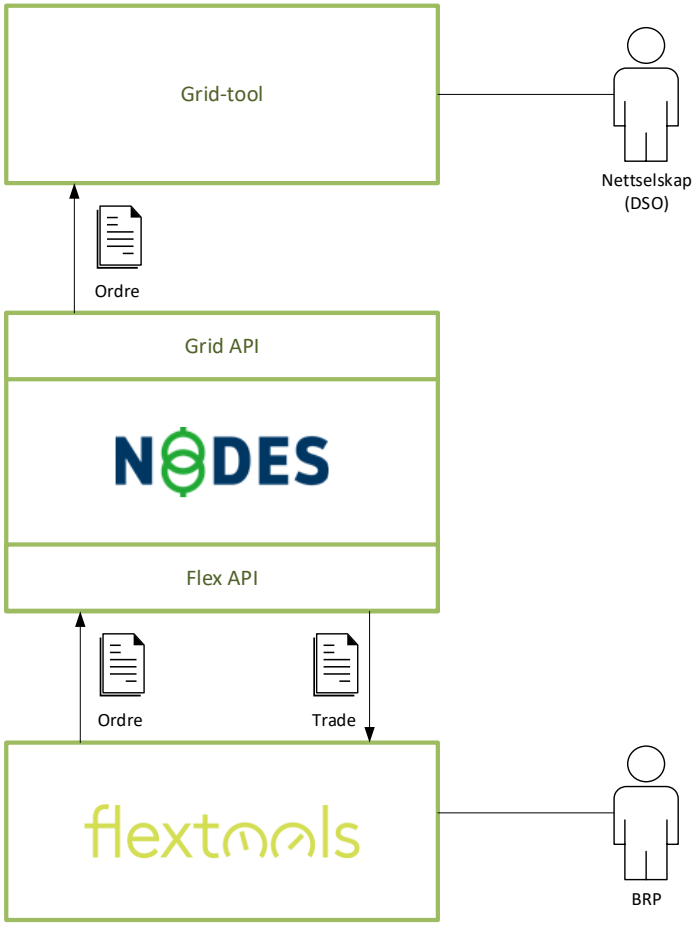
Week 12 18 Mar - 24 Mar

	Monday 18 Mar	Tuesday 19 Mar	Wednesday 20 Mar	Thursday 21 Mar	Friday 22 Mar	Saturday 23 Mar	Sunday 24 Mar
00:00	5	5	5	5	5	3	3
01:00	5	5	5	5	5	3	3
02:00	5	5	5	5	5	3	3
03:00	5	5	5	5	5	3	3
04:00	5	5	5	5	5	3	3
05:00	5	5	5	5	5	3	3
06:00	5	5	5	5	5	3	3
07:00	5	5	5	5	5	3	3
08:00	5	5	5	5	5	3	3
09:00	10	10	10	10	10	3	3
10:00	10	10	10	10	10	3	3
11:00	10	10	10	10	10	3	3
12:00	10	10	10	10	10	3	3
13:00	10	10	10	10	10	3	3
14:00	10	10	10	10	10	3	3
15:00	10	10	10	10	10	3	3
16:00	10	10	10	10	10	3	3
17:00	10	10	10	10	10	3	3
18:00	10	10	10	10	10	3	3
19:00	10	10	10	10	10	3	3
20:00	10	10	10	10	10	3	3
21:00	10	10	10	10	10	3	3
22:00	10	10	10	10	10	3	3
23:00	10	10	10	10	10	3	3

Det er mulig for BRP å overskrive disse foreslåtte volumene. Ordre kan sendes inn til NODES automatisk, for eksempel hver time, med prognoseverdier, eller BRP kan velge å sende inn ordre manuelt med "egne" volumer. Varigheten på ordren er i utgangspunktet en time, men kan endres til kortere eller lengre varighet etter ønske.

Priser settes i utgangspunktet fra marginalkostnad som er registrert på Asset, men kan endres i ordren. Prisen kan variere etter tidspunkt på døgnet og etter hvilken dag i uken Asseten kobles ut. Det er også mulig å sette tidsperioder hvor en Asset reserveres mot utkobling.

Når ordre er sendt fra Flextools til NODES gjennom NODES sitt JSON "Flex API" kan nettselskapet hente ut ordren og synliggjøre den i sitt grid-verktøy via NODES sitt "Grid API", se figur nedenfor:



Figur 8-10 Håndtering av kjøp- og salgsordrer med aktuelle verktøy.

8.5 Styring av fleksible laster (aktivering og utkobling)

De fleksible enhetene er styrt gjennom Enfo sine styringssystemer. Basert på input fra Ishavskraft for pris og volum vil Enfo konvertere karakteristikken til de fleksible enhetene til bud i markedsplassen som kan kjøpes av Troms Kraft Nett.

Når nettselskapet har kjøpt en ordre genereres en Trade fra NODES som sendes til Flextools. Det genereres da en utkoblingsplan i Flextools for Assets som inngår i en trade. Utkoblingsplanen danner grunnlaget planer som sendes til hvert styringssystem ute hos kundene.

I NODES er det mulig å gruppere flere Assets i en ordre, for å oppnå et minimumsvolum som er egnet for handel. Denne aggregerte ordren kalles en AssetPortfolio. Når denne ordren blir akseptert i NODES, og dermed blir en Trade, så vil alle Assets i gruppen bli satt opp for utkobling samtidig i utkoblingsplanen.

En hensiktsmessig aggregering av Assets kan, for eksempel, være gruppering innenfor en Grid Location i NODES.

8.6 Kilder til fleksibilitet – industri og husholdning

Det er to forskjellige kundekategorier som er aktuelle å tilby fleksibilitet fra. Disse kan tilby ulike produkter i forhold til responstid, varighet og volum:

- Alminnelig forbruk, herunder husholdninger og virksomheter bestående både av privat og offentlig virksomhet.
- Kraftkrevende industri.

Vi ser for oss at privatkundene og aktuelle enheter fra offentlig virksomhet kan aggregeres på grid location-nivå slik at vi kan tilby større mengde fleksibilitet i budene. Det er et betydelig potensial ved å styre bruken av strøm til oppvarming av vann og luft uten at det skal gå vesentlig utover komforten. I store offentlige bygg ser vi også muligheten for å styre ventilasjon og kjøling når behovet for fleksibilitet oppstår.

Når det gjelder industrikundene er vi avhengige av å behandle hver enhet enkeltvis. I samråd med hver enkelt kunde må det avklares hvilken fleksibilitet de kan tilby til enhver tid avhengig av driftssituasjonen. Det vil være vanskelig og kostbart for en industrikunde å stoppe sin drift i enkeltperioder for å tilby fleksibilitet. De kan imidlertid ha forbruk som kan kobles ut uten større konsekvenser for driften, så som oppvarming, ventilasjon eller lignende forbruk. En full stopp av produksjonen vil bli dyrt for industrikunden og man må nok vente seg å måtte betale dyrt for at kunden skal være villig til dette. I Statnett sin rapport om fleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet fra 2018 pekes det på at man trolig må over 1000 euro/MWh før det blir trolig at kunder utenom treforedlingsindustrien vil velge å redusere forbruket.

På Senja vil det ha noe å si hvilken type sesong det er, og hvilken type drift de forskjellige industrikundene har i forhold til hvilken fleksibilitet som kan tilbys. Enkelte sesongvirksomheter har større grad av fleksibilitet enn annen. Når det gjelder industrikundene blir det uansett viktig med god kommunikasjon mellom Ishavskraft og kunde for å kontinuerlig tilpasse seg kundens driftssituasjon opp mot tilgjengelig fleksibilitet.

For alle tre grupperingene vil varighet i tilbudt fleksibilitet være av betydning. Det må lages produkter og prisstrukturer som gjør at kunden kan tilby fleksibilitet i korte perioder. Ved økende varighet vil tilbudt fleksibilitet bratt avta. Jo kortere produkter vi kan tilby jo mer sannsynlig er det at vi får kunder til å tilby fleksibilitet.

I budprosessen må det være mulighet å tilby både timesbud, blokkbud og fleksible éntimesbud.

- Ved timesbud angir man pris og volum separat for hver time.
- Ved blokkbud kan man sette betingelser i anmeldingen slik som alt eller ingenting over flere timer. Benyttes særlig i timer der stopp- og startkostnadene er høye.
- Ved fleksibelt éntimesbud har man ønske om å tilby en time, men kun den mest optimale timen. Dette evalueres først på pris, så tid. Blir man aktivert en time skal man gjerne ha bedre betalt for den neste timen.

8.7 Fornybare energiressurser i distribusjonsnettet

Aktiv bruk av lokalt produsert, fornybar energi samt energilagring er sentrale komponenter i et «smart grid» på Senja som skal løse eksisterende last- og spenningsutfordringer.

8.7.1 Batterier for lagring av energi

Analysene gjennomført av Powel i dette prosjektet viser at batterier plassert nær de største forbrukslastene vil gi god effekt, fortrinnsvis i samspill med vannkraften. Batteri alene vil kreve en meget stor installasjon for å håndtere utfordringene, men dette kan også kombineres med annen fleksibilitet.

Det arbeides videre med dimensjonering og plassering av batterier i samarbeid med Nergård AS og Br. Karlsen AS, samtidig som det arbeides rekrutering av pilotkunder også i husholdningssektoren. Et sentralt fokus her vil være å finne fram til hensiktsmessige insentivordninger og avtaleformer.

8.7.2 Vannkraftverk (Troms Kraft Produksjon)

Analysene har bekreftet at forsyningssikkerhet på Senja er sterkt avhengig av de lokale vannkraftverkene. Analysene viser videre at kraftverkene i Bergsbotn og Lysbotn er aktuelle for å tilby fleksibilitet for å bidra til å løse last- og spenningsutfordringene.

I et hovedprosjekt må en utrede nærmere hvilken avtaleform som best benyttes, samt betingelser for et velfungerende fleksibilitetsmarked. Det kan være behov for tekniske oppgraderinger ved kraftverkene for å kunne tilby den fleksibilitet som etterspørres.

8.7.3 Solenergi

Energipotensialet i lokal solenergi, gitt av analysene, skal i et hovedprosjekt testes ut med installasjon av større og mindre anlegg. Kandidater for store anlegg er sjømatbedriftene Nergård og Brødrene Karlsen. Mindre anlegg hos øvrige konsumenter vil vurderes ut fra identifisert nytteverdi i forhold til nettets utfordringer, og læringsverdi i forhold til å bygge kompetanse rundt solenergi i Nord-Norge.

Det skal, som for batteri arbeides videre med dimensjonering og plassering i samarbeid med Nergård AS og Br. Karlsen AS, samtidig som det arbeides rekrutering av andre pilotkunder blant øvrige konsumenter. Også her må en finne fram til hensiktsmessige insentivordninger og avtaleformer.

Det vil vurderes hvorvidt det er hensiktsmessig å foreta en trinnvis utbygging av anlegg for å styrke læringseffekten i forhold til systemløsninger og utforming av anleggene, og oppnå en «iterativ optimaliseringsprosess»

Det må også ses nærmere på praktiske utfordringer som styrke/bæreevne i aktuelle takkonstruksjoner etc.

8.8 Avklaringer, avtaler

Vi har på nåværende tidspunkt inngått intensjonsavtaler med sentrale teknologileverandører innen alle fagområder som konseptet berører, samt med sluttbrukergrupper for å sikre at et best mulig grunnlag for beslutning om å iverksette hovedprosjektet.

Det er opprettet et konsortium med en konsortiumavtale som legger føringer i forhold til eierskap og rettigheter til materielle og immaterielle verdier i prosjektet.

Troms Kraft Nett AS har områdekonsesjon for bygging, drift og vedlikehold av distribusjonsnettet opp til 22kV, og vil gjennomføre tiltakene i hovedprosjektet med bakgrunn i denne konsesjonen. Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har åpnet for testing av batterier koblet inn i distribusjonsnettet, og en søknad om å ta i bruk batterier vil gjøres umiddelbart etter oppstart av hovedprosjektet. For implementeringen av et lokalt fleksibilitetsmarked kan NVE kreve en utvidet omsetningskonsesjon, og det vil for denne delen av prosjektet innhentes midlertidige dispensasjoner for å kunne teste ut et fleksibilitetsmarked.

Siden prosjektet innebærer omfattende bruk av digitale løsninger for utveksling av informasjon om kraftforsyning, må det vurderes om løsningene faller inn under Energilovens paragraf 9-3 knyttet til sikkerhet ved behandling av informasjon fra kraftforsyningen. Vi vil i så stor grad som mulig benytte tekniske løsninger som er kvalifisert for kraftforsyning, og ved behandling av AMS-data sikre at disse følger anbefalinger utarbeidet av NVE i «Veileder til sikkerhet i avanserte måle- og styresystem». Det må også vurderes i hvilken grad de ulike systemelementene vil inngå i definisjonen av driftskontrollsystem og dermed falle inn under beredskapsforskriften.

Nye EU-krav gjør at nåværende rollefordeling i balansemarkedet trolig vil måtte endres, men det er for øyeblikket ikke klart hvordan de kommende kravene skal tolkes og implementeres. Vi vil derfor følge den regulatoriske utviklingen på dette området tett i prosjektperioden slik at løsningene som tas i bruk for demonstrasjonsprosjektet kan benyttes også etter prosjektslutt uten behov for omfattende tilpasninger til et nytt regelverk. Innføring av en sentralt utarbeidet effekttariff er planlagt i 2021, og dette ventes å øke verdien på fleksibilitet.

EUs tredje energimarkedspakke legger føringer på nettselskapers muligheter til å eie lagringskapasitet (både gjennom direkte og indirekte eierskap). Denne begrensningen i reguleringen av kraftsystemet er under debatt fordi den ikke tar høye for situasjoner der lagring benyttes som et alternativ til tradisjonell forsterkning av nettet. Vi vil for prosjektet derfor måtte få dispensasjon fra NVE for å eie batterilageret.

Kommunene de to pilotområdene ligger i (Lenvik og Berg) samt grunneiere vil involveres for godkjennelse av installasjoner som vil berøres av Plan- og bygningsloven.

8.9 Nytte

Prosjektet har fokus på å optimalisere tiltak i nettet ut fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. Det bidrar til å realisere nytteverdien som ligger i utbyggingen av AMS-målere hos kraftkunder og digitaliseringen som foregår både i kraftsektoren og samfunnet for øvrig.

Tiltakene som gjennomføres vil etablere gunstige rammevilkår for lokalt næringsliv uten å skyve for store kostnader over på den generelle nettkunde.

Prosjektet vil være en unik mulighet til å teste ut samspillet og dynamikken som oppstår når tiltak for reduksjon av effekttopper i kraftnettet kombineres under reelle driftsforhold. Dette vil bidra til å finne robuste løsninger for bedret utnyttelse av svake deler i distribusjonsnettet som kan gjenbrukes også andre steder i Norge. Dette vil først og fremst bidra til å redusere kostnader til utbygging og forsterking av kraftnettet. Områder som i dag preges av lav forsyningssikkerhet og varierende leveringskvalitet vil kunne løse sine utfordringer ved å ta i bruk løsningene vi skal demonstrere for lastforflytning, mellomlagring og fleksibilitetsmarked.

For Senja er mulige løsningsalternativer omfattende forsterkning av regional-distribusjonsnettet inkludert en sjøkabel som forbinder Senja med fastlandet (Botnhamn-Brensholmen), eller bruk av lokal reservekraft basert på utplasserte dieselaggregater. Troms Kraft Nett har tidligere erfaring med bruk av dieselaggregat (Sommerøya) for å avhjelpe en anstrengt overføringssituasjon midlertidig, men en slik løsning har imidlertid betydelige negative miljøkonsekvenser. Troms Kraft Nett beregnet at dieselaggregatet på Sommerøya gav et CO2-utslipp på 560 kg per MWh elektrisk energi produsert. En prognose for reservekraftbehovet i pilotområdet indikerer årlige CO2-utslipp på hele 800 tonn i 2030 ved bruk av denne løsningen. Bruk av dieselaggregat er derfor en uønsket løsning fra et miljø-perspektiv, selv om det fra et teknisk perspektiv ville løst reservekraftbehovet i området på kort sikt.

8.10 Risiko og risikodempende tiltak

Risiko og risikodempende tiltak:

1. **Markedet for fleksibilitet ikke stort nok** (antall kunder, antall tilbydere, effekt tilgjengelig, etc.). Skal Troms Kraft Nett utsette en oppgradering av nettet og basere seg på å kjøpe fleksibilitet for å drifte nettet i timer med kapasitetsproblemer, er man avhengig av at fleksibilitet faktisk er tilgjengelig når problemene oppstår**.**

    - Tiltak: Tilstrekkelig mengde fleksibilitet må skaffes til veie gjennom grundig kartlegging av bedriftskunder og andre konsumenter. Man kan sikre tilgjengelig kapasitet i fleksibilitetsmarkedet ved at Troms Kraft Nett og Ishavskraft inngår en langtidskontrakt der Ishavskraft forplikter seg til å alltid stille med en minimumsmengde fleksibilitet i markedet. Denne kontrakten kan ha en varighet på et år, måneder eller uker, alt ettersom hva prosjektet finner hensiktsmessig.

2. **Produkter ikke hensiktsmessig strukturert**
   Fleksibilitetsproduktene vil ha ulike egenskaper og må struktureres hensiktsmessig i forhold til Troms Kraft Netts utfordringer og tilbydernes forutsetninger

    - Produkter som skal handles må struktureres og gjøres attraktive for både selger og kjøper basert på grundige energikart og tilhørende analyser. Produktene må utformes i forhold til Troms Kraft Netts reelle behov

3. **Feilaktige eller mangelfulle prognoser og tiltak** kan resultere i under- eller overkompensering i forhold til reell nettsituasjon.

    - Metoder, algoritmer, verktøy for prognostisering og iverksetting av tiltak skal utvikles i hovedprosjektet. Backup-løsninger vil også vurderes.

4. **Manglende involvering av samfunn**. Kommunikasjon og inkludering av bedrifter og forbrukere avgjørende for at systemløsningene skal kunne tas i bruk.

    - Dialog og informasjonsutveksling initiert i forprosjektfase videreføres og styrkes i forhold til alle involverte parter.

5. **Forstyrrelser i nettet når ny teknologi integreres**. KILE-kost. Avbrudd. Behov for nød-/reservestrømaggregat i perioder?

    - Det skal i utgangspunktet benyttes kjente og utprøvde tekniske løsninger, og foretas grundig vurdering av risiko og hensiktsmessig beredskap ved introduksjon av større installasjoner eller systemløsninger

6. **Sårbarhet i forhold til bortfall av enkeltaktører -** For stor avhengighet av at enkeltlaster/produksjonsenheter er tilgjengelig i markedet vil være en reell risiko med såpass få og store aktører som er involvert i dette prosjektet. Fleksible enheter kan fra tid til annen være utilgjengelig for handel i markedet grunnet tekniske feil eller vedlikehold.

    - Basert på erfaringer som gjøres i løpet av prosjektets innledende fase vil det kunne sies noe om behovet for back up, eventuelt i form av en minimumsmengde fleksibilitet via en langtidskontrakt. Er det generelt mye fleksibilitet tilgjengelig i markedet vil behovet for backup/langtidskontrakter være mindre.

7. **Uønskede kompenserende laster reduserer effekt av utkobling -**En kan for eksempel se for seg at ved å slå av varmekabler i gulv, vil panelovner slå seg på for å kompensere, noe som vil redusere ønsket effekt av utkoblingen. Tilsvarende effekter vil også kunne forekomme i industri-laster
    - Det må være et sterkt fokus på energikartlegging hos både i forhold til enkeltaktører og ved aggregering av mindre bidragsytere. En målsetning må være å finne laster som utgjør en reell fleksibilitet på rett tidspunkt

9 Løsningens/teknologiens markedspotensial

9.1 Nyhetsverdi

Realisering av smart infrastruktur i et storskala pilotprosjekt på Nord-Senja vil være en unik mulighet til å teste ut samspillet og dynamikken som oppstår når tiltak for reduksjon av effekttopper i kraftnettet kombineres under reelle driftsforhold. Dette kan bidra til å finne robuste løsninger for bedre utnyttelse av distribusjonsnettet, løsninger som vil kunne gjenbrukes også andre steder i Norge. De teknologiske løsningene vil bidra til å øke reell kapasitet på overførbar strømmengde i distribusjonsnettet, og begrense kostnader til utbygging og forsterking av kraftnettet.

Også andre områder som i dag preges av lav forsyningssikkerhet og varierende leveringskvalitet vil i større eller mindre grad kunne løse sine utfordringer ved å ta i bruk løsningene som skal demonstreres på Senja.

Hvis pilotprosjektet lykkes vil det være et godt eksempel på hvordan nye teknologiske løsninger, kombinert med fornybar energi lokalt, kan bidra til en langsiktig bærekraftig samfunnsutvikling. Dette vil være et eksempel på lokale løsninger på globale problemer, hvor også næringsaktører og befolkning på Nord-Senja får bidra til utforming og ta eierskap til løsninger.

Prosjektet vil også ha relevans for langsiktig energiplanlegging ved å være en pilot for bedret forsyningssikkerhet og omstilling til bruk av elektrisitet på nye områder. Det kan dermed bidra til å videreutvikle kunnskapsgrunnlaget som legges til grunn ved energiplanlegging, både med hensyn til teknologier og systemløsninger, så vel som for brukermedvirkning og kommunikasjons-prosesserer.

9.2 Involvering av norske teknologimiljø og utdanningsinstitusjoner

For det planlagte storskala pilotprosjektet er det nå etablert et konsortium bestående av følgende partnere:

- Troms Kraft Nett AS
- Troms Kraft Produksjon AS
- Ishavskraft AS
- ENFO AS
- Eaton Electric AS
- Powel AS
- Solbes AS
- Nodes AS
- UiT – Norges arktiske Universitet
- Br. Karlsen Eiendom AS
- Nergård AS

Dette er aller parter som har vært involvert i denne konseptstudien, og som nå ser det som formålstjenlig å bli med videre i pilotprosjektet.

I konseptutredningsfasen var også Sjømatklyngen Senja AS og Visit Senja med som bidragsytere og har bidratt aktivt i utredningsfasen, men disse deltar ikke videre i konsortiet for pilotfasen, da det på dette stadiet er mer naturlig å trekke inn enkelte av bedriftene disse organisasjonene representerer, jf. deltakelsen til Br. Karlsen AS og Nergård AS.

9.2.1 Troms Kraft Nett AS

Som initiativtaker og netteier jobber Troms Kraft Nett for å sikre nødvendig fremføring av elektrisk kraft og høy forsyningssikkerhet til sine kunder til lavest mulig kostnad. Ved å utnytte mulighetene som finnes i smarte nett forventer selskapet å kunne utnytte kapasiteten i den eksisterende infrastrukturen bedre, og dermed levere kraft pålitelig, med forespurt mengde og kvalitet, til lavest mulig kostnad for sine kunder.

9.2.2 Ishavskraft

Ishavskraft, som er Nord-Norges største kraftleverandør, forventer å oppnå et stort læringsutbytte som aggregator av fleksible laster, ved hjelp av flextools-verktøyet på markedsplassen Nodes. Det forventes svært nyttig læring om identifisering og optimalisering av fleksible laster i fiskeindustribedrifter og hos husholdningskunder, samt nyttig erfaring og læring fra installasjon av styringssystemer, småskala kraftproduksjon fra solceller og batterilagring i husholdningssegmentet. Ishavskraft forventer at erfaringene fra prosjektet vil bidra til kommersialisering av produkter og tjenester ovenfor våre kunder på et område som vi anser det som strategisk viktig å være en ledende. Ishavskraft forventer også stor læringseffekt fra prosjektets øvrige hoveddeler innen konseptet for prosumenter basert på fornybar kraft og energilagring, samt konseptet lastforflytning i distribusjonsnettet basert på energilagring.

9.2.3 Troms Kraft Produksjon AS

Troms Kraft Produksjon AS som eier og drifter 11 vannkraftverk og en vindpark, hvorav 3 vannkraftverk ligger på Senja. Selskapet er et heleid datterselskap av Troms Kraft AS og har 26 ansatte. Troms Kraft Produksjon vil i prosjektet bidra med å integrere dagens magasinkraft i det helhetlige konseptet for fleksibilitet. Et viktig aspekt i dette vil være å se hvordan magasinressursene lokalt utnyttes best mulig når den lokale vannkraften kombineres med nye prosumenter og batterilagring.

9.2.4 NODES AS

NODES AS tilbyr en markedsplass for fysisk handel av fleksibilitet. I dette demonstrasjons-prosjektet vil denne markedsplassen benyttes for at muliggjøre at fleksibilitetstilbydere kan tilgjengeliggjøre sin fleksibilitet i et marked. NODES' plattform bygger på en småskala pilot innen fleksibilitet, utført i et samarbeid mellom Agder Energi og Microsoft i Grimstad kommune i Aust-Agder. Dette prosjektet vil være en oppskalering av en eksisterende plattform og prosjektdeltakelse kan akselerere utviklingen av fleksibilitetsmarked i Norge.

9.2.5 ENFO AS

Enfo AS utvikler avanserte systemløsninger for forbedret forbrukerfleksibilitet og ble i 2008 den første aggregatoren i det nordiske kraftmarkedet. Selskapet eies av Agder Energi. Enfos forretningsinteresse er å teste skalérbarhet og utvikling av ny nødvendig funksjonalitet i fleksibilitetsplattformen. I etterkant av prosjektet vil selskapet jobbe for videre kommersialisering av plattformen basert på de konkrete erfaringene som oppnås gjennom storskalademonstrasjonen.

9.2.6 Eaton Electric AS

Eaton Electric AS er en av verdens ledende produsenter av løsninger innen elektrisk produksjon, distribusjon og lagring. Eaton tilbyr systemer for energilagring til eneboliger, kommersielle bygg og til

energiselskaper. Energilager i form av batterier kombinert med Eatons kjernekompetanse innen UPS-teknologi har globalt fokus i selskapet. Norge et av landene som prioriteres for tidlig utprøving av nye løsninger innenfor dette området. Gjennom deltakelse i prosjektet vil Eaton få erfaring med utnyttelse og drift av større energilager basert på batterier, og disse resultatene vil benyttes for å kommersialisere løsningene for batterilagring etter prosjektslutt.

9.2.7 Powel AS

Powel AS - en ledende leverandør av programvareløsninger til energiselskaper. Selskapet leverer blant annet komplette løsninger innen forvaltnings- og driftstøtte samt systemer for optimalisert utnyttelse av fornybar kraftproduksjon. Prosjektet vil gi Powel mulighet til demonstrasjon og verifisering av IT-løsninger for å etablere og drifte et mer fleksibelt energisystem der nettdrift kan inkludere aktiv bruk av lokale kraftressurser. For Powel vil prosjektet gi nytteverdi ved at det løfter fram teknologi der det demonstreres hvordan digitaliserte løsninger bidrar til å realisere fleksible lokale energisystem med lokal kraftproduksjon. Powels kunder vil bli tilbudt en ferdig kommersialisert løsning når demonstrasjonsprosjektet er sluttført.

9.2.8 Solbes AS

Solbes leverer rådgivende ingeniørtjenester innen solenergianlegg optimalisert for norske og nordiske forhold, samt prosjektering og levering av solcellesystemer som vi importerer direkte fra våre leverandører i Tyskland. Solbes er med stor sannsynlighet eneste aktør i Norge med ansatte med formell utdanning på solcellesystemer. Tilgang på høy kompetanse sikres og ved at NORUT og Forskningsparken i Narvik er viktige eiere i Solbes. De er eneste storskalaleverandør av solcellesystemer i Nord-Norge og har stor interesse av å bidra i solcelleprosjekter i landsdelen. Solbes har levert de fleste FoU-solcellesystemene (UiT, NTNU Trondheim, NTNU Gjøvik og Klimalab Otta) som er installert i Norge. For Solbes vil prosjektet være en viktig mulighet til å spre kunnskap om mulighetene for bruk av solceller også i nordlige områder, og vi venter at prosjektet skal være en katalysator for vekst i bruken av solceller i Nord-Norge og dermed også vekst for selskapet.

9.2.9 UiT – Arctic Centre for Sustainable Energy (ARC)

Arctic Centre for Sustainable Energy (ARC) er et tverrfaglig senter tilknyttet UiT som fokuserer på forskning innenfor fornybar energi, klimautslipp og bærekraftige samfunn med utgangspunkt i de særegne utfordringer som gjør seg gjeldende i arktiske områder. Det er 50 forskere tilknyttet senteret.

ARC skal i prosjektet bidra til valg av de teknologiske løsninger som skal implementeres i prosjektet som smart nett, distribuert fornybar energiproduksjon og forbrukerfleksibilitet. ARC skal studere samspillet mellom nye energiløsninger i samfunnet og politikkutvikling. ARC vil også bidra til å verifisere effekten av de teknologiske løsningene. ARC vil gjennom sin deltakelse i prosjektet ha hovedansvar for analyser av samfunnsmessige effekter og kunnskapsformidling til både akademia og allmenheten. Deltakelsen i prosjektet gir UiT mulighet til å utvikle sin kompetanse på smarte energisystemer og lokal energiproduksjon. Dette vil gi grunnlag for å søke nye forskningspartnere og utarbeide forskningsprosjekter sammen med lokalsamfunn og industrielle partnere. Deltakelsen vil også bidra til at studenter fra ulike fagfelt ved UiT kan få undervisning og gis anledning til å delta i et utviklingsprosjekt med store implikasjoner. Dette vil være viktig for å utdanne kandidater med god innsikt i de tekniske systemene og hvordan de kan gi best mulig konsekvenser i et samfunnsperspektiv.

9.2.10 Sjømatindustrien

Sjømatbedriftene Br. Karlsen Eiendom AS og Nergård AS vil begge delta i prosjektet som pilotkunde for blant annet konsepter innen prosument og laststyring.

Bedriftenes nytteverdi vil være at de får mulighet til å øke egen kompetanse og finne løsninger for en mer robust og stabil strømforsyning ved å optimalisere løsninger og kostnader. Bedriftene ser at de er sårbare for spenningsdipper og et endret regime på prising av effekt. Dette er bedrifter som ønsker å være delaktig i utvikling. De er nysgjerrige og ønsker å dreie sin virksomhet mot en «grønn profil» og lavere fossilt forbruk.

9.3 Andre prosjekt med mulig synergipotensial

TKN er også med inn som en industripartner i et SINTEF forskningsprosjekt kalt «Prosjekt PCM-STORE» som fokuserer på kuldelagring for næringsmiddelindustri. Hovedideen er å utvikle en teknologi som kan brukes som et termiskbatteri (termiskbank) i næringsmiddel-industri og som kan dekke toppeffekter i batch frysing- og kjølingsprosesser. Teknologi er basert på faseendringsmaterialer (PCM). En annen fordel med den teknologien er at anlegget også kan brukes som buffer i kraftnett, f.eks. når det er tilgjengelig billig energi. Denne energien kan lagres i form av kulde der industri både har stort behov for kulde i prosesser og kjøleanlegg på plass.

9.4 Kunnskapsformidling og dialog

Arbeidet med utredning av konsepter har vist at det er avgjørende for storskala demoprosjektet at næringsliv og lokalbefolkning blir involvert, hørt på, og gitt kunnskap om mulighetene som ligger i smart infrastruktur. Det handler ikke bare om de konkrete tekniske løsningene, men også om hvordan de kan fungere sammen med et samfunn og den enkeltes hverdag.

Arbeidet opp mot bedriftene og involvering av innbyggerne i lokalsamfunnene kan også gi mer langsiktige resultater med sikte på omstilling fra fossil til fornybar energi, økt bevissthet om energibruk og enøk, og hvordan kyst- og lokalsamfunn kan bli mer robuste med hensyn til kraftforsyning. Samarbeidet med skoler på videregående nivå er spesielt interessant i denne sammenheng, da mange av unge er både miljøbevisste og opptatt av fremtiden de skal leve i. Erfaringer fra møter med lokale og regionale myndigheter, samt samarbeidet med aktører i Lofoten viser at det er stor interesse for prosessen og løsningene på Nord-Senja.

UiT vil fungere som et bindeledd mellom forskning og øvrige prosjektdeltakere. Erfaringer fra prosjektet vil bli publisert for relevante forskermiljø for å sikre videre bruk av gode resultat, samt læring av feiltrinn. I motsatt retning, vil UiT kunne bringe nasjonale og internasjonale forskings-resultater inn i prosjektet. På den måten kan man lære av tidligere prosjekt, identifisere uløste problemstillinger og bidra til økt nytteverdi i prosjektet. Under arbeidet med konseptutredningen har det vært arbeidet med en søknad i et konsortium ledet av University of Saskatchewan (Canada), med UiT som partner sammen med University of Winnipeg, University of Alaska Fairbanks og Luleå University of Technology. I prosjektet inngår også kraftselskap som partnere, og fokuset er på betingelsene for energiomstilling i mindre, nordlige lokalsamfunn i USA, Canada, Sverige og Norge. Prosessen på Nord-Senja passer inn i dette prosjektet (Community Appropriate Sustainable Energy Security – CASES), som starter i september 2019 og skal pågå i sju år. UiT vil også samarbeide med

NTNU, som har erfaring fra andre prosjekter. Formålet vil være å kunne dele erfaringer om distribuerte lokale løsninger og teknologier nasjonalt og internasjonalt.

Et mål for UiT er å utvikle kontakt med universiteter i Europa, hvor både EU og nasjonale myndigheter bidrar til prosjekter hvor målet er energiomstilling gjennom økt produksjon av fornybar energi og smarte styringssystemer. Selv om de naturgitte rammebetingelsene er forskjellige, er det gode muligheter til å lære av de teknologiske løsningene og implementeringen av dem i samfunn.

Basert på erfaringene fra konseptutredingsarbeidet tas det sikte på å fortsette med:

- Kunnskapsformidling gjennom deltaking på møter/seminar relevant for prosjektet med fokus på lokale arrangement.
- Dialog med samfunnene på Husøy og Senjahopen.
- Opplæringspakker for videregående skoler.
- Gjensidig holde prosjektdeltakere informert om relevant forsking på området, både relatert til teknologi og samfunn.
- Erfaringer og resultater vil kunne presenteres på konferanser (som smartgridkonferansen, NVE Energidagene og Enova-konferansen), og gjennom artikler til fagblader som Tidsskriftet Norsk Energi, Teknisk Ukeblad.
- UiT vil løpende bruke erfaringer og prosjektresultater og publisere resultat i relevante fora, både vitenskapelige og populærvitenskapelige. I forprosjektet har forskerne jobbet tverrfaglig, og slik blitt samkjørt i forhold til de ulike disiplinenes komplementære bidrag i prosjektet. Dette gir en nødvendig helhet for å bidra til kunnskapsgrunnlag og medvirkning i møte med lokale og eksterne aktører sammen med TKN.

Referanser

[1] A. C. Bøeng. (2014) På verdenstoppen i bruk av strøm. *Samfunnsspeilet 4/2014*.

[2] (2016). *Meld. St. 25: Kraft til endring - Energipolitikken mot 2030*.

[3] S. K. Lien and D. Spilde, "Energibruk i Fastlands-Norge," Norges vassdrags- og energidirektorat, 2017.

[4] Statistisk sentralbyrå. (2018, 22. mars). *Registrerte kjøretøy*. Available: https://www.ssb.no/bilreg

[5] A. Q. Raja, A. Lysbakken, and H. E. Holmår, "Representantforslag om å sikre at alle i borettslag og sameier får mulighet til å lade elbilene sine, samt opptrappingsplan for salg av nullutslippsbiler," 2017, Available: https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=68341.

[6] C. H. Skotland, E. Eggum, and D. Splide, "Hva betyr elbiler for strømnettet?," Norges vassdrags- og energidirektorat, 2016, vol. 74-2016 Available: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_74.pdf.

[7] B. Hoff, "WP4.1 - State of art - Virtual Power Plants," Arctic Energy, 2016.

[8] VHPready. (2018, Desember 4). *VHPready Services GMbH*. Available: https://www.vhpready.com/en/home/

[9] Siemens. (2018). *EnergyIP DEMS - Demand Response and Virtual Power Plants*. Available: https://www.siemens.com/global/en/home/products/energy/energy-automation-and-smart-grid/grid-applications/energyip/energyip-dems.html

[10] Tibber. (2018). *Tibber*. Available: https://norge.tibber.com/

[11] T. T. Jacobsen, *Distributed Renewable Generation and Power Flow Control to Improve Power Quality at Northern Senja, Norway*, Masteroppgave, UiT, juni 2019

[12] O.F. Eikeland, *Investigation of Photovoltaic Energy Yield on Tromsøya by Mapping Solar Potential in ArcGIS,* Masteroppgave, UiT, juli 2019