

Alternative løsninger til nettselskapenes leveringsplikt

Sommerprosjekt 2022

Tittel: Alternative løsninger til nettselskapenes leveringsplikt

Forfattere: Ilja Engeset, Jens Aasmoe Gulowsen, Simon Løvdal og Emilie Birgitte Marskar

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthuns gate 29

Postboks 5091 Majorstuen

0301 Oslo

Telefon: 22 95 95 95

E-post: nve@nve.no

Internett: www.nve.no

Innhold

1	Innledning	1
1.1	Bakgrunn	1
1.2	Problemstilling.....	1
1.3	Om rapporten.....	1
2	Innspill fra rapporten til THEMA Consulting	3
2.1	Forslag til tiltak fra THEMA Consulting.....	3
2.1.1	Strengt kriterier for å få fullt fritak fra leveringsplikten	3
2.1.2	Kompensasjon ved fullt fritak.....	3
2.1.3	Anleggsbidrag for reinvesteringer	3
2.1.4	Delvis fritak fra leveringsplikten	3
2.1.5	Delvis fritak fra forsyningsplikten.....	3
2.2	Innspill fra høring	3
2.2.1	Innspill om fullt fritak fra leveringsplikten.....	4
2.2.2	Innspill om kompensasjon ved fullt fritak.....	4
2.2.3	Innspill om anleggsbidrag for reinvesteringer.....	4
2.2.4	Innspill om delvis fritak fra leveringsplikten	4
2.2.5	Innspill om delvis fritak fra forsyningsplikten.....	4
2.2.6	Våre kommentarer til innspillene	4
3	Teoretisk bakgrunn	6
3.1	Dagens praksis	6
3.1.1	Tekniske utfordringer med dagens kraftnett.....	6
3.1.2	Samfunnsøkonomisk lønnsomhet	7
3.1.3	Insentivdrevet samfunnsøkonomisk effektivisering	7
3.1.4	Krav til selskapsmessig skille.....	8
3.2	Mikronett som alternativ strømforsyningsløsning	8
3.2.1	Kraftproduksjon i et mikronett.....	9
3.2.2	Energilagringsteknologier i et mikronett	10
3.2.3	Stabilitet og elektrisk energiomforming	11
3.2.4	Relevante forskningsprosjekter for et mikronett.....	11
3.3	LCOE.....	13

3.3.1	Metode.....	13
3.3.2	Kritikk av LCOE	14
3.3.3	LCOE beregninger for pilotprosjektene.....	14
4	Case-analyse.....	16
4.1	Beregninger og nødvendig bakgrunn for casene.....	16
4.1.1	Strømforbruk.....	16
4.1.2	Kostnader ved mikronett.....	16
4.1.3	Kraftlinjekostnader	17
4.2	Caseanalyse.....	18
4.2.1	Case 1: Lite lokalsamfunn på en øy	18
4.2.2	Case 2: Fraflyttet plass	19
4.2.3	Case 3: Stort nytt hyttefelt på fjellet.....	20
4.2.4	Avstand og lønnsomhet i mikronett.....	20
5	Diskusjon.....	23
5.1	Alternativ leveringsplikt gjennom et mikronett.....	23
5.2	Nettilknyttet mikronett.....	23
5.3	Utforming av mal for søknad	24
5.4	Ansvar for mikronettet.....	24
5.4.1	Leveringskvalitet	25
5.4.2	Finansiering av mikronett.....	26
5.4.3	Strømpris i mikronettet	26
5.4.4	Hvem skal eie og drifte batteriet	27
5.4.5	Fremtidig utvikling i strømproduksjon og lagring	28
5.5	Rammeverk for bruk av mikronett	29
5.5.1	Nettselskapets rolle	29
5.5.2	Kraftprodusentens rolle.....	29
5.5.3	Nettkundens rolle.....	29
5.5.4	RMEs rolle	30
5.6	Fullt fritak	30
5.6.1	Kompensasjon ved fritak	30
5.7	Fortsatt nettilknytning som hovedregel	31

6	Konklusjon	32
7	Referanser	34
8	Vedlegg	37

Forord

Vi ønsker å rette en spesiell takk til alle nettselskapene og andre interessenter som har hjulpet oss med å sette oss inn i temaet og gitt oss mange gode innspill for hvordan vi skal finne frem til den mest hensiktsmessige løsningen.

Vi ønsker også å rette en stor takk til veilederne våre hos Reguleringsmyndigheten for energi (RME), Ingvild G. Birkeland og Maren Wiig Eriksen. Tusen takk for veiledning, innspill, gode ord og alt dere har gjort for oss! Det har vært et veldig spennende prosjekt som har gitt oss uvurderlig erfaring.

Sammendrag

Bakgrunn for rapporten

På oppdrag fra Reguleringsmyndigheten for energi (RME) utga THEMA Consulting Group rapporten «Vurdering av praksis rundt krafteiernes leveringsplikt» i mars 2022. Rapporten vurderer dagens praksis, og undersøker hvorvidt det vil være samfunnsøkonomisk effektivt å gi nettselskapene muligheten for delvis fritak fra leveringsplikten. Rapporten foreslår først og fremst at kravene for fritak må forbli strenge, og at det bør innføres en ordning som åpner for delvis fritak fra leveringsplikten. Videre foreslår rapporten at nettselskapene bør tilby kompensasjon ved fritak og alternative løsninger, samt at kravene til leveringskvaliteten bør reduseres. I denne rapporten bygger vi videre på THEMA sine forslag, ved å fokusere på mikronett som en alternativ løsning til nettilknytning.

Det er ni nettselskap og en kraftprodusent som har respondert med innspill på THEMA-rapporten. Innspillene inneholder gjennomgående uenighet om hvorvidt kompensasjon ved fritak og alternative løsninger skal tilbys av nettselskapene. Partene er enige om at strenge krav for fritak fra leveringsplikten må videreføres, og at dagens binære modell må endres. Videre er det enighet om at tiltakene må utredes videre før de kan iverksettes.

Forslag til utbedring

I denne rapporten vurderer vi hvilke tiltak som kan iverksettes for å øke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten knyttet til nettselskapenes leveringsplikt. Flere av forslagene er delvis iverksatt av nettselskapene i egne pilotprosjekter. Prosjektet på Byneset, drevet av Trønderenergi i samarbeid med nettselskapet Tensio TS, har etablert et mikronett som har operert som det var isolert ved øydrift. På Utsira har nettselskapet Fagne brukt en kombinasjon av batteri og vindkraft for å øke den totale strømforsyningen, istedenfor å reinvestere i en ny strømkabel. Løsningen fungerer dermed som et tilknyttet mikronett. I tråd med THEMA sine forslag kan delvis fritak fra leveringsplikten bidra til å øke den samfunnsøkonomiske nytten. På bakgrunn av nettselskapenes tilbakemeldinger om en uforutsigbar og ressurskrevende søknadsprosess for å få fritak fra leveringsplikten, foreslår vi at det innføres en tredelsmodell med klare retningslinjer dersom det åpnes for: Alternativ strømforsyning uten nettilknytning, fullstendig fritak fra leveringsplikten, eller fortsatt leveringsplikt.

Caseanalysen består av tre caser som skal representere realistiske scenarier hvor nettselskapene kunne vurdert å bygge et mikronett, i stedet for å reinvestere i eller bygge ut kraftnett. Vi sammenligner kostnadene for et mikronett med kostnadene for en kraftlinje i det aktuelle tilfellet, for å kartlegge hva som er mest samfunnsøkonomisk effektivt. Energikostnaden over prosjektets levetid benyttes for å sammenlikne kostnadene for et mikronett med nettilknytning. For å beregne de spesifikke kostnadene har vi tatt utgangspunkt i 0,7 kr/kWh for vindkraft, 0,85 kr/kWh for solkraft, 0,44 kr/kWh for hydrogenlagringsystemet og 0,05 kr/kWh for batterilagringsystemet. Grunnen til at lagringskostnaden for hydrogen er høyere, er fordi hydrogen brukes som langtidslagring og har derfor mye høyere lagringskapasitet.

Erfaringene fra tidligere prosjekter tilsier at en produksjonskombinasjon med sol- og vindkraft er godt egnet for norsk klima, ettersom det blåser mest om vinteren og er mest sol om sommeren. Siden mikronettet også bør oppfylle forskriften om leveringskvalitet, brukes hydrogen og batteri som energilagringssløsninger i mikronettet. Lagringsløsningene skal dekke energibehovet når det er underskudd på kraftproduksjon. Kostnadshistorikken viser at solkraft, landbasert vindkraft, hydrogenlagring og batteri har hatt en avtakende kostnadsutvikling de siste årene.

Casene

Resultatet fra kostnadsanalysen i alle casene er at mikronett er den billigste strømforsyningsløsningen. Case 1 representerer et tilfelle hvor det er aktuelt med et delvis fritak fra leveringsplikten. Kundegruppen er 8 fastboende og én bensinstasjon på en øy, med en gammel sjøkabel på 20 km som må byttes ut. Resultatene fra kostnadsanalysen viste at en reinvestering i nettet innebar en kostnadsdifferanse på 29 MNOK i favør av mikronettet. Case 2 omhandler et fraflyttet tettsted med en kundegruppe på 12 fritidsboliger. Luftlinjen på 9 km som tilkobler tettstedet til nettet må skiftes ut. Resultatene fra kostnadsanalysen viser at mikronett er 6 MNOK billigere enn en reinvestering i kraftnettet. Case 3 omhandler utbyggingen av et nytt hyttefelt med 25 fritidsboliger. Ettersom casen gjelder en nyutbygging må anleggsbidrag vurderes. Anleggsbidraget betales uavhengig av om det blir bygget kraftnett eller mikronett, men størrelsen kan variere. Mikronettet koster i dette tilfellet 5 MNOK mindre enn kraftnettutbygging. Casene viser at strømforsyning gjennom mikronett kan være kostnadseffektivt sammenlignet med nettilknytning, gitt situasjonene som er beskrevet i casene.

Endringer i regulering

I tillegg til revideringen og utvidelsen av mikronett som strømforsyningsløsning, ser vi det som hensiktsmessig å endre reguleringen for fritak fra leveringsplikten. I dag søkes det sjeldent om fritak fra leveringsplikten, siden dette innebærer tap av omdømme og fordi søknadsprosessen er komplisert. En kompensasjonsordning vil redusere omdømmetapet til nettselskapene, ettersom tiltaket bidrar til en samfunnsøkonomisk løsning gjennom kostnadsminimering. Dette flytter fokuset for fritak fra leveringsplikten fra kostnadsminimering for nettselskapet til en mer effektiv løsning for samfunnet som helhet. For at dette skal lykkes er det viktig at kompensasjonsbeløpet er stor nok til at løsningen ikke er ufordelaktig for nettkunden.

En annen viktig faktor for å gjøre praksisen rundt fritak fra leveringsplikten mer samfunnsøkonomisk effektivt er å effektivisere selve søknadsprosessen. Flere nettselskaper tydeliggjør at søknadsprosessen ved fritak fra leveringsplikten er unødvendig ressurskrevende. Vi mener derfor at et skjema med en mal for søknader burde utarbeides av RME. Dette vil også gjøre håndteringen av søknadene enklere siden de vil bli likere hverandre og vil motvirke misforståelser.

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Utviklingen av dagens teknologi åpner nye muligheter til å løse utfordringene knyttet til gammelt kraftnett på en mer samfunnsøkonomisk effektiv måte. Teknologier for lokal strømproduksjon og energilagring har fått betydelig lavere kostnader. Dette muliggjør at mikronett kan vurderes som en effektiv løsning, sammenlignet med da Energiloven¹ med tilhørende forskrifter trådte i kraft i 1990. Med bakgrunn i energiloven har det vært en streng praksis knyttet til fritak fra nettselskapenes leveringsplikt. RME forventer en økning i antall søknader om fritak i årene fremover, siden en vesentlig del av det norske kraftnettet nærmer seg slutten av sin tekniske levetid. I tilfeller med få nettkunder og høye kostnader ved reinvestering eller utbygging, kan det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å iverksette alternative løsninger for nettilknytning.

1.2 Problemstilling

I dag har verken nettselskapene eller nettkundene tilstrekkelige insentiver til å velge samfunnsøkonomisk effektive løsninger. Nettselskapene har i dag plikt til å forsyne alle nettkunder i sitt konsesjonsområde med strøm, men kan i særskilte tilfeller søke RME om fritak fra leveringsplikten. Dersom fritak innvilges, trenger ikke nettselskapet å reinvestere i nettanlegg. Til tross for dette, søkes det sjeldent om fritak grunnet den strenge og ressurskrevende søknadsprosessen. Frakobling av eksisterende nettkunder kan i tillegg føre til tap av renommé for nettselskapet. Dette resulterer derfor ofte i at det bygges nytt nett, til tross for at utnyttelsen av nettet er lav. Med dagens praksis, vil et fritak fra leveringsplikten bety at kunden står for egen strømforsyning. Ofte får nettkunden en kompensasjon, men det er ikke et krav. Dette gir nettkunden et insentiv til å jobbe for nettilknytning i alle tilfeller. Et krav til kompensasjon vil løse insentivproblemet og gjøre det mer rettferdig for nettkundene på tvers av nettselskap.

En alternativ løsning ved høye investeringskostnader i kraftnett er et mikronett. Et mikronett er et avgrenset nett som både produserer og forbruker kraft. Vi definerer i utgangspunktet mikronett som et lokalt nett som ikke er tilknyttet det nasjonale nettet og viser i noen tilfeller til mikronett som også er tilknyttet resten av nettet, men dette er da spesifisert. Mikronett eksisterer hovedsakelig som forskningsprosjekter i 2022 og er i startfasen av en bredere implementering og kommersialisering. Energiloven stiller strenge krav til leveringskvalitet som i liten grad er utprøvd med mikronett før, så det er derfor viktig med regulering som er bedre tilrettelagt et mikronett. Et eksempel på et mikronett er strømproduksjon fra solceller og vindkraft kombinert med batteri og hydrogen for lagring.

1.3 Om rapporten

Denne rapporten tar utgangspunkt i tiltakene THEMA foreslår i sin rapport, «Vurdering av praksis rundt kraftnetteeiers leveringsplikt»². Denne rapporten introduseres og kommenteres kort i kapittel 2 sammen med innspillene fra andre interessenter. Kapittel 3 gir en innføring i

¹ Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.

² [RME Ekstern rapport \(nve.no\)](https://nve.no)

teoretisk bakgrunn. Kapittel 4 inneholder en caseanalyse med tre ulike caser. Kapittel 5 diskuterer funnene og gir forslag til videre utredninger. I kapittel 6 fremlegger vi våre konklusjoner, og gir en kort oversikt over våre anbefalinger.

2 Innspill fra rapporten til THEMA Consulting

2.1 Forslag til tiltak fra THEMA Consulting

THEMA Consulting trekker i sin rapport frem flere forslag til endringer som kan forbedre praksis rundt fritak fra leveringsplikten. Hvert forslag er delt inn i underkapitler for enklere referering og klarhet for leseren.

2.1.1 Strengere kriterier for å få fullt fritak fra leveringsplikten

THEMA anbefaler at det fortsatt skal være strenge kriterier for å få fullt fritak fra leveringsplikten. De begrunner dette med at frakobling fra nettet vil få store konsekvenser for nettkundene i området og føre til stor usikkerhet knyttet til fremtidig utvikling i området.

2.1.2 Kompensasjon ved fullt fritak

THEMA anbefaler at det blir innført en kompensasjonsordning for nettkunder som mister nettilknytningen. De begrunner dette med at nettselskapene ikke har incentiv til å ta hensyn til nettkundens kostnader ved søknad om fritak fra leveringsplikten. Kompensasjonsbeløpet bør reflektere nettkundens totale kostnader, men burde samtidig ikke gi et incentiv for nettkunden til å overdrive sine kostnader. For å forhindre dette kan det utformes et sett med standardverdier for kompensasjonsbeløp basert på ulike kundetyper.

2.1.3 Anleggsbidrag for reinvesteringer

THEMA anbefaler at en innføring av anleggsbidrag for reinvesteringer bør vurderes. De trekker frem at anleggsbidrag ved reinvesteringer vil gi mer informasjon om hvorvidt nettkundens betalingsvilje rettferdiggjør investeringskostnadene og at øvrige nettkunder i mindre grad vil bli belastet økonomisk som følge av økt nettleie.

2.1.4 Delvis fritak fra leveringsplikten

THEMA trekker frem en løsning der nettselskapene får delvis fritak fra leveringsplikten, men fortsatt har forsyningsplikt. Dette innebærer at nettselskapene ikke er pliktet til å koble nettkunden på kraftnettet, men fortsatt står ansvarlig for at nettkunden får alternativ forsyning som tilfredsstiller kravene i energiloven og tilhørende forskrifter. Et eksempel kan være etablering av mikronett, hvor det forutsettes at nettselskapene ikke står ansvarlig for selve energiproduksjonen. Hvordan nettkunder med tilknytning til et mikronett skal behandles i forhold til andre nettkunder må utredes ytterligere.

2.1.5 Delvis fritak fra forsyningsplikten

Der det er stor usikkerhet knyttet til fremtidig behov og et ønske om at nettets fulle levetid utnyttes. THEMA presenterer en løsning der det innvilges delvis fritak fra forsyningsplikten. Dette innebærer at eksisterende nettilknytning opprettholdes, men det stilles lavere krav til leveringskvalitet. Hensikten med en slik ordning er å kunne utsette dyre investeringer til fremtidig energibehov i området er mer avklart. En slik ordning vil være midlertidig.

2.2 Innspill fra høring

Rapporten fra THEMA ble sendt på høring til nettselskapene og andre aktører som er påvirket av leveringsplikten. RME har mottatt ti høringssvar fra følgende aktører: Agder Energi Nett, BKK Nett, Distriktsenergi, ELIVA, Energi Norge, LEDE, LNETT, Samfunnsbedriftene, Statkraft Energi og TENSIO TS.

Tilbakemeldingene viser at det er enighet om at reguleringen ikke er optimal slik den er i dag og at det er ressurskrevende å søke om fritak fra leveringsplikten. Det er mer uenighet rundt de konkrete tiltakene THEMA presenterer.

2.2.1 Innspill om fullt fritak fra leveringsplikten

Det er gjennomgående enighet om at det fortsatt bør være strenge kriterier for å få innvilget fritak fra leveringsplikten. Flere påpeker også et behov for å tydeliggjøre når det er aktuelt for nettselskapene å søke om fullt fritak fra leveringsplikten.

2.2.2 Innspill om kompensasjon ved fullt fritak

Det er stor uenighet rundt en kompensasjonsløsning ved innvilgelse av fullt fritak fra leveringsplikten. Noen er positive til at kompensasjon ved fullt fritak fra leveringsplikten innføres som hovedregel, mens andre mener at en slik ordning vil dytte kostnader over på nettselskapets øvrige nettkunder. De fleste ser på det som et mulig tiltak, men at det må undersøkes grundigere hvordan det kan gjennomføres i praksis. Dersom en kompensasjonsordning innføres, peker flere på at beregningen av kompensasjonsbeløpet bør standardiseres.

2.2.3 Innspill om anleggsbidrag for reinvesteringer

Majoriteten av de som har gitt innspill er kritiske til å innføre anleggsbidrag ved reinvesteringer. Mange peker på at dette vil bryte med prinsippet om at alle nettkunder skal likebehandles og at det vil føre til praktiske utfordringer i vurderingene rundt når det vil være aktuelt å kreve inn anleggsbidrag ved reinvesteringer. Det trekkes også frem at ordningen med anleggsbidrag allerede er ressurskrevende å praktisere og at det dermed ikke er ønskelig med en utvidelse.

Noen mener at forslaget bør utredes nærmere og vektlegger at en ordning som tydeliggjør nettkundens betalingsvilje og energibehov kan ha en positiv effekt.

2.2.4 Innspill om delvis fritak fra leveringsplikten

Det er både positive og negative tilbakemeldinger om hvorvidt nettselskapene skal stå ansvarlig for å tilby alternativ strømforsyning. Noen mener at det er bra at nettkundene blir ivaretatt av en ansvarlig aktør, mens andre påpeker at nettselskapene per i dag ikke har kompetanse på valg av forsyningsløsninger. Enkelte er positive til at nettselskapene kan utvikle denne kompetansen, mens andre mener at dette bør være forbeholdt en annen part. Flere mener at løsningen må utredes nærmere og at nettselskapenes rolle og ansvar må tydelig avklares.

2.2.5 Innspill om delvis fritak fra forsyningsplikten

Noen støtter forslaget om delvis fritak fra forsyningsplikten som midlertidig løsning, men at det må utredes videre hvordan dette vil påvirke KILE-kostnader og feilretting. Enkelte er kritiske og peker på at lavere leveringskvalitet kan utgjøre en fare for liv og helse, samt føre til skade på nettkundens elektriske komponenter.

2.2.6 Våre kommentarer til innspillene

Innspillene fra nettselskapene og de andre interessentene gir et variert bilde på behovet som rapporten fra THEMA, og videre denne rapporten, skal tilfredsstillende. Vi har hatt møter med flere av aktørene som har gitt innspill til rapporten, hvor vi har fått mer informasjon som har gitt oss verdifulle perspektiver. Kommunikasjonen vi har hatt med aktørene har i tillegg gitt

detaljer og data som er brukt i denne rapporten. Innspillene og den videre kommunikasjonen har vært viktig i utformingen av denne rapporten. Vi har fulgt anbefalingene fra innspillene i stor grad, unntatt de områdene hvor vi mener at innspillene har reflektert egeninteresser istedenfor samfunnsøkonomiske interesser. Dette gjelder enkelte kostnadsminimeringer hos nettselskap og kraftselskap.

3 Teoretisk bakgrunn

Teoretisk bakgrunn omfatter dagens ordning for fritak fra leveringsplikten, samfunnsøkonomiske vurderinger knyttet til leveringsplikten, mikronettets tekniske muligheter og begrensninger, og erfaringer fra relevante pilotprosjekter for mikronett.

3.1 Dagens praksis

Nettselskapene beskriver dagens søknadsprosess for fritak fra leveringsplikten som ressurskrevende og uforutsigbar. Den tungvinte søknadsprosessen hindrer derfor nettselskaper i å søke om fritak i tilfeller som hadde vært samfunnsøkonomisk gunstige. RME tok over saksbehandlingen av fritakssøknader fra NVE i 2019. Nettselskapene har i dag enten full leveringsplikt eller fullstendig fritak fra leveringsplikten. Mulig fremtidig aktivitet og tilflytting til det aktuelle området er hovedargumentet for den strenge praksisen.

Det gis kun fritak fra leveringsplikten i tilfeller hvor det foreligger særlige grunner for fritak og nettilknytning ikke kan etableres med rimelighet på vanlige betingelser. Ved vurdering av om det foreligger grunnlag for fritak vektlegges fire forhold: type tilknytning, antall nettkunder, nettkundenes forbruk, og hvor store kostnader som veltes over på nettselskapets øvrige nettkunder. Når det gjelder type tilknytning, har det kun blitt gitt fritak for nettanlegg som forsyner seteranlegg, fritidsboliger og turisthytter. Tidligere er det gitt fritak for én bolig som har blitt klassifisert som fast bolig i matrikkelen, men regnet som fritidsbolig av nettselskapet grunnet lavt forbruk og mangel på fastboende. Fritidsboliger med et årlig forbruk mellom 200 kWh og 9 000 kWh har tidligere vært tilfeller hvor nettselskap har fått innvilget fritak. Kostnader knyttet til investeringene i nytt nett eller reinvesteringer i eksisterende nett er videre et grunnlag for beslutningen om det skal innvilges fritak. Reinvesteringskostnadene har variert fra 370 0000 kr til 4,3 millioner kr i tidligere saker som har fått innvilget fritak.

3.1.1 Tekniske utfordringer med dagens kraftnett

En av hovedutfordringene ved dagens kraftnett er alderen på kraftlinjene, som i stor grad ble bygget i etterkrigsårene. De regionale samkjøringsområdene ble bygget på 1960-tallet, og i løpet av tiåret hadde Norge etablert sine første utenlandskabler (Olje og Energidepartementet, 2011-2012). Behovet for økt kapasitet og alderen på kraftnettet gjør at mye må byttes ut i løpet av de neste årene. Det er kostbart å opprettholde leveringskvalitet og bygge ut kraftnettet. Nettselskap ønsker derfor å veie reinvesteringskostnaden mot nytten av å fornye kraftnettet. Det forventes økt fraflytting fra distriktskommunene (SSB, 2020), som bidrar til at RME forventer en økning i antall fritakssøknader fra leveringsplikten.

Luftlinjer ble prioritert da kraftnettet ble bygget ut i Norge. Med et gjennomsnittlig byggeår i 1976 er denne typen nett det eldste dagens kraftnett (NVE, 2014). Ulempen med luftlinjer er at de består av komponenter med ulik økonomisk levetid og vedlikeholdsintervaller. Ifølge NVEs rapport «Det høyspente distribusjonsnettet», er ca. 22% av luftlinjene er uten registrert byggeår (NVE, 2014). Rapporten påpeker at manglende byggeår som regel gjelder de gamle komponentene. Det er derfor grunn til å tro at nettet er vesentlig eldre enn det som kommer frem i Tabell 1. Samtidig nevner rapporten også at utskifting av deler av luftlinjer kan ha forekommet uten at det har blitt loggført. Dette gjør at nettet også kan fremstå som eldre enn det er. NVE anslår i rapporten «Aldersfordeling for komponenter i kraftsystemet» at levetiden til kraftlinjer er 35-45 år (NVE, 2005). Gjennomsnittlig alder for luftlinjer i 2022 er 46 år, som betyr at en stor andel av kraftnettet er på slutten av levetiden sin. Det kan forventes

utskiftning av kraftnettet i hele landet, spesielt i desentrale strøk, i løpet av de kommende årene.

Tabell 1: Informasjon om lengde og byggeår til komponenttyper i et kraftnett (NVE, 2014)

Komponent-type	# rapportert	Samlet lengde i km	Byggeår snitt	# uten oppgitt lengde	# uten oppgitt byggeår	# ikke koblet til SOSI
Luftlinje	123 216	59 612	1976	0,8 %	21,9 %	3,4 %
Jordkabel	194 651	35 929	1993	0,7 %	35,8 %	6,8 %
Sjøkabel	698	831	1989	0 %	19,8 %	7,6 %
Hengekabel	1 776	657	2002	0,3 %	16,4 %	4,9 %

3.1.2 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

For å konkludere om alternative løsninger kan iverksettes, bør det vurderes om løsningene er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Formålet med reguleringen av nettselskapene er å bidra til en samfunnsøkonomisk lønnsom drift og utvikling av kraftnettet. Et tiltak er samfunnsøkonomisk lønnsomt dersom den samlede verdien av effektene ved å innføre tiltaket er positiv (Finansdepartementet, 2014). Effekten verdsettes i en nytte-kostnadsanalyse som veier betydningen av de ulike effektene mot hverandre. Med andre ord, dersom befolkningen til sammen er villig til å betale minst like mye som tiltaket koster, er det samfunnsøkonomisk lønnsomt. For å oppnå et samfunnsøkonomisk lønnsomt utfall, er det en forutsetning at reguleringen skaper insentiver slik at kunder og nettselskapene velger den mest samfunnsøkonomisk effektive løsningen. Dagens regulering gir ikke nettkunder eller nettselskap insentivene til å velge løsningen som gir den største fordel til samfunnet som helhet.

For å vurdere om alternative løsninger kan gi økt samfunnsøkonomisk lønnsomhet, må lønnsomheten til de ulike alternativene analyseres. Den alternative løsningen vi ønsker å vurdere i analysen er mikronett, vurdert mot en reinvestering i eksisterende nett. For å kunne bidra til samfunnsøkonomisk lønnsomme investeringer, må nettselskapene gjennomføre investeringer som er rasjonelle. I tilfeller der nettkunden har betalingsvillighet til å dekke anleggsbidrag for investeringen, vil det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjennomføre investeringen. Nettkundens betalingsvillighet for nettilknytning blir da kartlagt, og kan benyttes til å forsvare utviklingen av nettet.

3.1.3 Insentivdrevet samfunnsøkonomisk effektivisering

Et av hovedmålene med denne rapporten er å kartlegge insentivene til både nettselskap og nettkunder, og hvordan disse kan endres for å øke samfunnsøkonomisk utnyttelse av kraftnettet. Slik fritaksordningen praktiseres har det vært opp til nettselskapene og saksbehandlere i RME å vurdere den mest samfunnsøkonomiske løsningen ut fra fritak- eller ikke fritaksmodellen. Denne balansen har ikke vært insentivdrevet siden nettselskapet har insentiv til å søke om fritak, mens nettkunden har insentiv til å forhindre et slikt fritak. Ved å lage et utvidet rammeverk hvor hver part har insentiv til å velge det samfunnsøkonomisk riktige valget ut fra et egoistisk perspektiv kan man utbedre to elementer. Det første punktet er at det er flere alternative løsninger som kan velges og at man derfor har mulighet til å utarbeide en mer tilpasset løsning som gir lavere kostnad for en gitt nytte. Det andre punktet er at både nettselskapet og nettkunden vil ha insentiv til å velge det mest samfunnsøkonomisk lønnsomme alternativet selv istedenfor å måtte veie egne interesser

opp mot samfunnets interesser. Dette gjør løsningen mer robust og gir rom for endringer i struktur siden man ikke er avhengig av at kun nettselskapet tenker på den samfunnsøkonomiske interessen.

Insentivbalansen er skapt ved at man innfører insentiver for det alternativet som i utgangspunktet ikke er ønskelig for hver aktør. Ved spørsmål om det skal innvilges fullt fritak eller ikke, kan man innføre et krav til kompensasjon ved gitt fritak. Dermed har nettselskapet kun insentiv til å søke om fritak hvis opprettholdelsen av koblingen er så dyr at den overgår kompensasjonen. Samtidig har nettkunden bare insentiv til å kjempe mot fritaket hvis nytten av nettilknytningen er høyere enn kompensasjonen. Ved delvis fritak vil balansen være mellom kostnad for alternativ energiproduksjon og kostnad ved nettilknytning. Nettselskapet har insentivbalanse mellom de to kostnadene, mens nettkunde har insentivbalanse mellom nytten til de to alternativene. Hvis nettkunden får lavere nytte ved den foreslåtte alternative løsningen vil det være naturlig at de kompenseres enten med engangsbeløp, lavere pris, eller en mer stabil pris.

Insentivbalansen vil føre til at nettselskapene ikke sparer like mye penger som de kunne gjort, fordi de må betale kompensasjon dersom det ikke skal bygges ut nett. Et fritak fra leveringsplikten vil uansett være svært kostnadsbesparende, så det er fortsatt lukrativt for nettselskapene. Dette styrker også likebehandlingen av alle nettkunder uavhengig av lokasjon, samtidig som det gir mer effektive løsninger.

3.1.4 Krav til selskapsmessig skille

Energiloven § 4-6 begrenser nettselskapenes mulighet til samarbeide med andre virksomheter (Lovdata, 2021). Paragrafen beskriver at nettselskapet skal drives selvstendig uten utilbørlig påvirkning fra foretak som driver med energiproduksjon, energiomsetning, eller konsesjonspliktige fjernvarmeanlegg. Årsaken er at nettselskapene er regulerte monopoler og har derfor en sentralt styrt profittmargin som ikke skal blandes med andre virksomheter. Kravet til skille gjør at nettselskapene ikke har mulighet til å eie produksjonsenheten i et mikronett og gjør dermed organiseringen av et slikt mikronett betydelig mer komplisert.

3.2 Mikronett som alternativ strømforsyningsløsning

Et mikronett kan defineres som «et lokalt avgrenset overføringsnett som ved behov eller ønske kan koble seg fra det overliggende nettet, og driftes videre med lokalprodusert eller lagret kraft» (Lillebo, 2020). Produksjonsmetodene innebærer ofte energikilder som utnytter forholdene der mikronettet er lokalisert, som eksempelvis solcelleanlegg eller vindmøller. Mikronett kan enten være tilknyttet kraftnettet, eller driftes helt isolert. Tilfellet uten nettilknytning blir ofte omtalt som øydrift.

I Norge er anvendte isolerte mikronett svært lite utbredt, og eksisterer hovedsakelig kun som pilot- og demonstrasjonsprosjekter. Erfaringen fra disse prosjektene er at mikronett rent teknisk er en gjennomførbar pålitelig strømforsyningsløsning. Hvorvidt det er mer lønnsomt å investere i et mikronett er situasjonsbetinget. En vesentlig andel av norske kraftnett er på slutten av levetiden, og det må derfor vurderes om det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å foreta nye investeringer i kraftnettet. Mikronett kan være et alternativ til den binære praksisen av fritak fra leveringsplikten, som sikrer nettkundene strøm samtidig som nettselskapene slipper den store kostnaden ved fornyelse. Denne rapporten vil derfor hovedsakelig fokusere på isolerte mikronett.

3.2.1 Kraftproduksjon i et mikronett

Mikronettet inneholder kraftproduserende komponenter som utnytter energiressursene i området. Oppbygning og kostnadene for mikronettet vil dermed variere ut ifra geografiske forhold, energibehovet og leveringssikkerheten. Erfaringer fra tidligere forskningsprosjekter viser at vindturbiner og solcellepanel er de mest aktuelle produksjonsmetodene for norsk klima. Figur 1 viser at produksjonsprofilen for solkraft og vindkraft utfyller hverandre. Om våren og sommeren er det gode solforhold, og det blåser mest om vinteren. Derfor vil det tas utgangspunkt i disse som primære energikilder i mikronettet. Tidligere pilotprosjekter har dimensjonert en energiproduksjon til 150% eller mer av det forventede energiforbruket. Dette er for å legge inn en buffer til økt energibehov, og for å dekke opp tap i nettet og energilagringssystemene.

Det er likevel ikke alltid nok vind- og solkraft til å dekke energibehovet. For å utnytte energien som blir produsert til det fulle kan andre energitiltak være nødvendig. Dette kan eksempelvis være etterisolering, installasjon av varmepumpe, eller smart-styring av forbruk. Det er derfor ikke kun mengden produsert energi som avgjør hvor høyt forbruket kan være, men også utnyttelsen av energien.



Figur 1: Viser produksjonsprofilen til vindturbinen og solcellene, og energiforbruket igjennom ett år. Hentet fra sluttrapporten for prosjektet «Mikronettipilot Byneset: Demonstrasjon av ny energi- og klimateknologi»

3.2.1.1 Kostnadsutvikling for solceller og vindkraft

Solkraft er den raskest voksende energikilden i verden (Statkraft, 2019). Det skyldes at verden i økende grad bygger ut fornybar kraftproduksjon. Som følge av dette har prisen på solceller falt drastisk de siste årene, og er forventet å reduseres ytterligere frem mot 2050. Prisfallet på solceller muliggjør solcelleanlegg som en rimelig produksjonsløsning i et mikronett.

Vindkraft har hatt en liknende utvikling. Statkraft estimerer at kostnaden for landbasert vindkraft vil reduseres med 40% innen 2050 (Statkraft, 2019). Vindturbiner som benyttes i mikronett vil antakeligvis være mindre enn de som benyttes i store vindkraftverk. Småskala vindkraft har ikke hatt det samme prisfallet som storskala vindkraft (Pål, 2017). Kostnadsutviklingen for vindkraft i mikronett vil derfor ikke nødvendigvis følge kostnadsutviklingen til storskala vind-produksjon.

En faktor som kan redusere kostnaden for vindkraft i mikronett er gjenbruk av gamle vindturbiner. Dette vil kunne gi høy installert effekt og lavere investeringskostnader enn ved innkjøp av nye vindturbiner. En ulempe er at brukte vindturbiner kan medføre høyere vedlikeholdskostnader og høye kostnader for oppgradering av styringssystemet.

3.2.2 Energilagringsteknologier i et mikronett

Lokal energilagring er en viktig komponent i et mikronett, og er særlig viktig dersom mikronettet drives i øydrift. Ved stor andel uregulerbar energiproduksjon må lagringsløsningene sikre levering av energi i perioder med underproduksjon. Kravene som stilles til leveringsikkerhet vil være førende for hvilke lagringsløsninger velges. Erfaringer fra tidligere prosjekter har vist at en kombinasjon av batteri- og hydrogenlagringsløsninger er en velfungerende løsning i mikronett.

3.2.2.1 Batteri som lagringsløsning

Batterier egner seg godt til å forsyne eller lagre energi når det skjer hurtige endringer i forbruk eller produksjon. Batterier egner seg også godt til spenningsregulering ved å trekke eller tilføre reaktiv effekt³ etter behov (DNV GL, 2018). Dette er en viktig egenskap for å kunne opprettholde stabilitet og tilfredsstillende leveringskvalitet i mikronettet.

Kostnadene for litiumionbatteriene har blitt redusert med 85% fra 2010 til 2018 (Hole & Horne, 2019). Reduksjonen er en konsekvens av økende etterspørsel og interesse fra bilprodusenter, kraftprodusenter og andre industrier. NVE forventer en halvering av kostnadene for batterier i nettet mot 2030.

Selv om kostnadene knyttet til batterilagring har blitt redusert de siste årene, er det ulemper knyttet til lagringsløsningen. Batteriet mister egenskapen som stabiliserende komponent dersom hele kapasiteten går med til å levere energi til mikronettet. Derfor bør ikke batterier benyttes som eneste lagringsløsning, men heller inngå som en spenningsregulator og korttidslager i samspill med andre energilagringsteknologier.

3.2.2.2 Hydrogen som lagringsløsning

I tillegg til batterilagring i mikronettet, bør hydrogenlagring benyttes for å sikre energilevering i perioder med underproduksjon. Hydrogenproduksjon ved hjelp av elektrolyse med overskuddsstrøm kan være et godt alternativ ved langtidslagring av energi (Bjartnes, 2021). Når det er behov for strøm i mikronettet kan dette produseres av en brenselcelle, som omdanner hydrogen og oksygen til strøm og vann. Hvert ledd i prosessen medfører energitap. Energilagring i form av hydrogen har større tap enn en batteriløsning.

Hydrogenlagring reduserer de totale kostnadene for mikronettet sammenlignet med et mikronett med kun batterilagring (Cruz-Soto, 2022). Majoriteten av kostnaden er knyttet til brenselcellen og elektrolyseren. Selve lagringen av hydrogenet er relativt billig, og markedet for hydrogen er underutviklet sammenliknet med batteriløsninger. Kostnadene for hydrogenlagring vil trolig reduseres og ytelse forbedres (Bjartnes, 2021). En ulempe med brenselceller er at de ikke kan endre strømproduksjonen raskt. Ved hurtige endringer i strømforbruk er man derfor avhengig å få levert energi fra en annen kilde i et mikronett. Hydrogen er dermed uegnet som eneste energilagringsteknologi.

³ Reaktiv effekt for en vekselstrømkrets er ved sinusformet strøm lik produktet av effektiv strøm, effektiv spenning og sinus til faseforskyvningen mellom strøm og spenning (SNL, 2020).

Hydrogenlagring er en relativt ny lagringsløsning, og vi har derfor valgt å basere beregningene knyttet til hydrogen fra en utredning av et pilotprosjekt⁴ på Myken som har benyttet hydrogenlagring i et mikronett. I sluttrapporten til prosjektet legges det til grunn et forbruk på 67 kWh strøm per kilo hydrogen. NVE har estimert at forbruket ligger på 50-55 kWh (Hole & Horne, 2019). Siden Myken-prosjektet tilsvarer mikronettet vi modellerer, bruker vi dette estimatet.

3.2.3 Stabilitet og elektrisk energiomforming

I et mikronett med variabel energiproduksjon kreves det gode styringssystemer for å sikre stabilitet i nettet. Når energien skal lagres i et batteri eller i form av hydrogen må den omformes fra vekselstrøm (AC) til likestrøm (DC), og motsatt når den skal brukes. For å kunne oppnå god spenningskvalitet stilles det høye krav til kraftelektronikken i systemet. Overspenninger og overharmoniske spenninger kan føre til skade på elektriske komponenter og i verstefall brann. Systemer som sikrer stabilitet og god spenningskvalitet kan være kostnadsdrivende, men er et viktig HMS-tiltak. I tilfeller der det ikke er mulig å produsere nok, eller er tilstrekkelig med lagret energi er det viktig med nødløsninger for å oppnå tilfredsstillende leveringssikkerhet. Dieselaggregat kan være et mulig alternativ til nødforsyning.

3.2.4 Relevante forskningsprosjekter for et mikronett

3.2.4.1 Mikronettet på Rye

Rye-prosjektet undersøkte hvorvidt det var mulig å benytte et mikronett som energiløsning på Byneset utenfor Trondheim. Mikronettet skulle benytte hydrogen og batterier som lagringsløsning. Av sikkerhetsårsaker og muligheten for å bli kvitt overskuddsenergien var mikronettet tilkoblet distribusjonsnettet, men ble hovedsakelig drevet i øydrift i løpet av testperioden på ett år.

På sommeren er det muligheter for energilagring grunnet lavere energiforbruk enn produksjon. Det ble derfor installert en hydrogentank med kapasitet på 3 000 kWh og en brenselcelle på 100 kW. Energilagringen kunne dekke forbruket i 5-8 dager på gården (Svendsen, 2019). Om vinteren måtte lagret hydrogen benyttes for å dekke differansen mellom forbruk og produsert energi.

Erfaringer fra Rye-prosjektet viser at det produseres mest energi fra solcellene i mai, juni og juli, som illustreres i Figur 1. Solceller har også relativt høy produksjon i februar og mars i forhold til solinnstråling. Kaldt klima i kombinasjon med solinnstråling er gunstig for solcellene. Ved lavere temperatur øker spenningen til solcellene som gir høyere levert effekt. I tillegg vil refleksjon fra snø øke solinnstrålingen, som gir økt produksjon (Benjaminsen, 2018). Solceller vil derfor også være en gunstig produksjonskilde om våren, som illustrert i Figur 4 i vedlegg A 1.1.

Energien på gården ble produsert gjennom en vindturbin og et solcelleanlegg. Vindturbinen har en kapasitet på 225 kW, og antas å produsere ca. 200 000 kWh i løpet av et normalår. Det ble kun produsert 115 000 kWh i 2021 grunnet lite gunstig plassering av turbinen. Solcelleanlegget hadde kapasitet på 85 000 kWh i løpet av et år, men i 2021 ble det kun produsert 67 000 kWh. Total årlig produksjon fra vind- og solkraft i 2021 var 182 000 kWh. Årsforbruket var 12 000 kWh lavere enn produsert energi. Det endelige årsforbruket var

⁴ Myken-prosjektet blir beskrevet nøyere i kapittel 3.2.4.3

høyere enn det som ble estimert, siden gårdseieren installerte en ny elbillader, melkerobot og varmepumpe. Fra et teknisk perspektiv tydeliggjør prosjektet at mikronettet fremdeles utgjorde et godt alternativ til nettilknytning til tross for uforutsett økt energibehov, ettersom alt forbruket ble dekket av produksjonen fra mikronettet. Dette viser at mikronett kan tilpasse seg situasjonen til en viss grad.

3.2.4.2 Erfaringer fra Utsira-prosjektet

Haugaland Kraft Nett gjennomfører et pilotprosjekt for smart energistyring og mikronett på Utsira, som er en øy med 193 innbyggere (Haugaland Kraft, n.a.). Prosjektet er planlagt å vare fra 2020 til 2024. Dagens strømbehov på øya blir dekket gjennom en sjøkabel fra fastlandet. Utfordringen for øyas framtidige strømforsyning er at strømkabelen har lav kapasitet (ca. 1MW) og er aldrende, i tillegg til at effektivitetsbehovet er økende på øya. Pilotprosjektet skal derfor teste om det er mulig å benytte lokal fornybar produksjon gjennom et isolert og lukket kraftnett. Nettkundene på øya består av både fastboende og næringskunder.

Det ble lansert et forslag om å installere en større batteripakke på øya. Batteripakken ville muliggjøre en overføring på mellom 2 og 2,5 MW gjennom eksisterende strømkabel (Førde, 2021). I tillegg er to vindturbiner installert på øya som kan dekke hele øyas kraftbehov dersom det blåser tilstrekkelig. Innbyggerne blir også tilbudt solcellepanel og mikrovindturbiner med kapasitet på 6 til 50 kW som skal knyttes til det lokale nettet. Hydrogenproduksjon har tidligere vært introdusert på øya gjennom Hydro. Dersom planene for utbygging av et smoltanlegg i nærheten av øya blir realisert vil de vurdere å starte hydrogenproduksjonen igjen.

En av metodene Haugaland Kraft tester ut for å hjelpe kundene med å oppnå et mer bærekraftig energinett er at nettkundene kan gi strømselskapene muligheten til å skru av «lastene» når det er overforbruk i kraftnettet (Førde, 2021). Dette skal helst gjøres på en slik måte at nettkundene ikke merker forskjellen, eksempelvis på om varmekabler i gulvet har vært avslått i en times tid. En smartere utnyttelse av nettet vil være fordelaktig for nettselskapene ettersom de sparer reinvesteringer i nettet for å øke kapasiteten og reduserer nettleien for kundene.

En utfordring knyttet til nettilknytning for øyer er lang avstand fra fastlandet og at arealet er for lite for store aktører til å investere. Øysamfunnet på Utsira har opplevd at størrelsen og beliggenheten på øya tvert imot er til deres fordel (Førde, 2021). Den alternative nettforsyningen var av økonomisk interesse for Haugaland Kraft, ettersom det ville kostet dem rundt 40 millioner å legge ny sjøkabel. Effektivitetsbehovet ble doblet til 2 MW da Utsira Laks meldte de ønsket å bygge ut et smoltanlegg ved øya. Anleggsbidraget til næringssselskapet ville da blitt 25 millioner av den totale kostnaden. Det var høye kostnader for både næringssselskap og for nettselskap. Dette motiverte partene til å skape en alternativ strømforsyningsløsning.

Prosjektet på Utsira er bygget opp med Haugaland Kraft Energi som prosjekteier (Haugaland Kraft, 2020). Fem ulike teknologileverandører sørger for å tilby fornybare løsninger. Teknologisk innovasjon er i sentrum av utformingen av plattformen. Innovative løsninger som lokale mikronett, digitale medier basert på maskinlæring for å analysere forbruket, batterier og energilagring skal bidra til å muliggjøre en selvforsynt plattform.

3.2.4.3 Erfaringer fra Myken-prosjektet

I forbindelse med en reinvestering av en gammel sjøkabel til øygruppen Myken på Helgelandskysten blir det vurdert mikronett som en alternativ forsyningsløsning.

Mikronettet er kun prosjektert, og utbyggelsen er ikke iverksatt. Det er både fiskeindustri, butikker og et whiskydestilleri på øya, samt fastboliger og fritidsboliger. Løsningen som vurderes består av en produksjonskombinasjon med solkraft og vindkraft kombinert med en hydrogenlagringsløsning. Det er utarbeidet detaljerte kostnadsberegninger av prosjektet, og vi benytter derfor beregningene i analysedelen som tar for seg en tilsvarende mikronettløsning.

3.2.4.4 Erfaringer fra Smart Senja-prosjektet

For å undersøke om det var mulig med batteri som overgangsløsning for nett, gjennomførte Arva et prosjekt på Senja, omtalt som Smart Senja-prosjektet. Nettet var underdimensjonert til energi- og kapasitetsbehovet. Det ikke virket samfunnsøkonomisk lønnsomt å bruke batteriet som en langtidsløsning i dette tilfellet, ettersom prisen på batteriet ble høyere enn det som ble stadfestet i kontrakten, og leveringstiden ble lenger. Batteriet kan likevel benyttes som en god overgangsløsning istedenfor å bygge ut mer kapasitet i nettet.

3.2.4.5 Oppsummert erfaring fra tidligere prosjekter

Et fellestrekk ved mikronettprosjektene er at det gjelder sjøkabler ut til øyer som har nådd sin tekniske levetid. Videre blir sol- og vindkraft benyttet som primære energikilder i alle prosjektene. Hydrogen har blitt vurdert som lagringsmulighet for alle, med ambisjonen om å kunne være selvforsynt med strøm fra mikronettet. Det støtter antakelsen om at hydrogen kan sikre leveringssikkerheten i mikronettet.

Likhetstrekkene blant prosjektene er at det er snakk om øyer med sjøkabler som holder på å nå sin tekniske levetid. I tillegg er solkraft og vindkraft som primære energikilder en gjenganger for alle prosjektene. Hydrogen som lagringsmulighet har vært nevnt i alle prosjektene med ambisjon om å kunne være selvforsynte med strøm fra et mikronett. Dette støtter antakelsen om at hydrogen kan sikre leveringssikkerheten i mikronettene.

3.3 LCOE

For å sammenlikne kostnadene ved å reinvestere i nettet og å investere i et mikronett, benytter vi energikostnaden over levetiden, kalt Levelized Cost of Energy (LCOE). LCOE er et egnet mål til å sammenlikne energikostnaden til ulike energikilder (Energy, 2019). Beregningsmålet utgjør break-even verdien for prosjektet, og viser dermed laveste salgsprisen energien kan ha for at prosjektet blir lønnsomt og alle produksjonskostnadene over prosjektets levetid blir dekket gjennom inntektene. LCOE kan derfor benyttes av nettselskapene for å vurdere om det vil lønne seg å investere i et mikronett eller reinvestere i nettet.

3.3.1 Metode

LCOE blir beregnet ved å dele nåverdien av den totale kostnaden ved å bygge og drifte energikilden på den totale energien generert over levetiden. Vi benytter reelle LCOE beregninger, som innebærer at diskonteringsrenten ikke korrigeres for antakelser om inflasjon. Vi antar i denne analysen at den fysiske levetiden er lik den økonomiske levetiden for prosjektet. I samsvar med NVEs beregninger for diskonteringsrenten i kraftsektoren, benytter vi en rente på 6 % (NVE, 2019).

For å beregne kostnadsdriverne i nevneren av LCOE ligningen, benyttes CAPEX og OPEX. CAPEX er investeringskostnaden, som består av eksempelvis vindturbiner, elektrisk utstyr, og fundamentet for investeringen. OPEX er drifts- og vedlikeholdskostnadene for hele levetiden til prosjektet.

LCOE blir beregnet ved følgende formel:

$$LCOE = \frac{NNV \text{ av totale kostnader over levetiden}}{NNV \text{ av elektrisk energi generert over levetiden}} = \frac{\sum \frac{I_t + M_t}{1 + r^t}}{\sum \frac{E_t}{(1 + r)^t}}$$

I = investeringsutgift, M = vedlikeholds- og operasjonsutgifter, E = all elektrisitet generert målt i kWh, r = diskonteringsrenten, n = levetiden. (E blir målt i kWh i år t).

NVE publiserer jevnlig rapporter om kostnader i energisektoren, hvor kostnadene for kraftproduksjon blir fremstilt ved LCOE (NVE, 2022). Beregningene gir en oversikt over kostnadene for ulike energikilder i tidsrommet frem mot 2030. Tallene er basert på grove estimater og en rekke antakelser, og kan derfor ikke brukes direkte til prosjektering eller detaljplanlegging. Likevel kan estimatene benyttes som et representativt anslag for å sammenlikne ulike løsninger.

For å finne kostnaden for et mikronett kan LCOE-verdiene for de ulike energikildene som benyttes i mikronettet benyttes basert på hvor stor andel av mikronettet de utgjør. Som tidligere nevnt i den tekniske delen, er et mikronett sammensatt av eksempelvis solcellepanel og vindmøller. NVE har beregnet at LCOE for solkraft fra hustak er 95 øre/kWh, solkraft fra store flate tak til 60 øre/kWh, bunnfast havvind til 49 øre/kWh, landbasert vindkraft til 20 øre/kWh og flytende havvind til 84 øre/kWh. Beregningene tar utgangspunkt i en økonomisk levetid på 30 år for solkraft, og 25 år for vindkraft.

3.3.2 Kritikk av LCOE

Metoden for å beregne LCOE gir ikke full innsikt i hvor profitabelt et prosjekt er. Investorer gjennomfører ofte en fullstendig finansiell vurdering av kontantstrømmene for hver fase av prosjektet for et mer detaljert beslutningsgrunnlag, ettersom både kostnadene og inntektene ikke nødvendigvis er faste over hele levetiden (Visser & Held, 2014). Investorer baserer investeringsbeslutninger på nåverdianalyser, internrenteberegninger og andre marginer. Beregning av alle markedsparameterne for et prosjekt har ofte signifikant høye kostnader, og det legges derfor til grunn forutsetninger for beregningene av mange av parameterne i analysen.

3.3.3 LCOE beregninger for pilotprosjektene

For å finne LCOE-verdiene for et mikronett, tar vi utgangspunkt i egne beregninger for enhetskostnadene i et mikronett. Vi regner også ut egne LCOE-verdier for Rye- og Myken-prosjektet for å sammenligne med våre beregninger. Beregningene kan sees i detalj i vedlegg A1.

3.3.3.1 Rye-prosjektet

For å beregne LCOE-verdien av mikronettet som blir benyttet i Rye-prosjektet, legges forbruket for år 2021 til grunn. Det antas at prosjektet har en levetid på 30 år. Ved å kombinere vindturbiner og solcellepanel ble det totale forbruket 170 142 kWh. Det ble budsjettet med 15 068 400 kr i totale kostnader i 2021. Resultatet oversteg budsjettet, og kostnadene endte på 16 422 682 kr. Vi antar at vedlikeholdskostnadene for å opprettholde investeringen ligger på rundt 1 % per år. Den totale kostnaden for prosjektet over levetiden består av investeringskostnaden og vedlikeholds- og driftskostnadene for alle årene. Det legges til grunn en antakelse om at elektrisiteten generert per år er gitt ved forbruket i 2021 multiplisert med levetiden. LCOE for prosjektet er beregnet til 4,18 kr / kWh (se vedlegg A1.1 for utregning).

3.3.3.2 Myken-prosjektet

Ettersom Myken-prosjektet ikke er realisert benytter vi kun estimerte tall i beregningene, og ikke faktiske kostnader. Prosjektet tar sikte på å etablere en egen strømforsyningsløsning med et mikronett bestående av produksjon fra vind og solceller samt korttidslagring med batteri og langtidslagring med hydrogen. Myken-prosjektet omfatter også ekstra produksjon av hydrogen til et destilleri. Kostnaden ved ekstraproduksjonen knyttet til destilleriet er tatt ut av beregningen for å øke nøyaktigheten av LCOE-verdien. Forskjellen på 0,02 NOK er av så lav verdi at den ikke er avgjørende i videre sammenligning. Det er ikke tatt høyde for ekstrakostnader ved frakt og arbeidet på Myken. Det er heller ikke tatt høyde for at lavere utbyggingsvolum gir høyere gjennomsnittspris enn det som er brukt for å skalere kostnaden. Kostnadsestimeringen er optimistisk i dette prosjektet sammenlignet med andre kostnadsestimater og erfaringer fra pilotprosjekter. Sluttrapporten fra prosjektet tydeliggjør at beregningene inneholder stor usikkerhet. LCOE-verdien for prosjektet er beregnet til 1,68 kr / kWh (se vedlegg A1.2 for utregning).

4 Case-analyse

For å undersøke hva som er billigst av nettilknytning og alternativ forsyning for ulike sammensetninger av nettkunder, inneholder kapittel 4 en case-analyse. En sentral utfordring med dagens løsning er at nettselskapene og nettkundene har motstridende insentiver. En nettkunde vil motstride seg å bli koblet fra strøm, mens et nettselskap vil kunne spare kostnader ved fritak fra leveringsplikten og dermed koble av nettkunden. Dersom kostnadene kan reduseres ved å velge alternative løsninger til nettilknytning vil det potensielt øke insentivene for begge parter til å velge den mest samfunnsøkonomisk lønnsomme løsningen.

4.1 Beregninger og nødvendig bakgrunn for casene

4.1.1 Strømforbruk

For å gjøre beregningene lettere antar vi at alle nettkunder innenfor samme gruppe har likt strømforbruk, uavhengig av geografisk plassering og bygningens alder. Videre antar vi at forbruket ikke varierer fra år til år.

4.1.1.1 Fritidsbolig

Det samlede energiforbruket til fritidsboliger i Norge i 2018 var 2 417 GWh (SSB, 2022b). Den totale andelen hytter, sommerhus og liknende fritidsbygg var samme år 431 028 stk. (SSB, 2022a). Dette gir et gjennomsnittlig årlig forbruk på 5608 kWh per fritidsbolig i 2018. I videre beregninger benytter vi 5608 kWh/år som energiforbruk til fritidsboliger.

4.1.1.2 Fast bolig

Tall fra SSB viser at strømforbruket til norske husstander har ligget mellom 15 000 – 17 500 kWh/år mellom 2003 og 2016 (Fredriksen, 2018). I videre beregninger antar vi at strømforbruket til faste boliger med normalforbruk ligger på 16 000 kWh/år. Faste boliger med veldig lavt forbruk antar vi at har samme forbruk som fritidsboliger, altså 5608 kWh/år.

4.1.1.3 Næringsbygg

NVE har beregnet gjennomsnittlig energiforbruk til forskjellige næringsbygg (Multiconsult AS, Analyse & Stategi og Entro AS, 2014). Bensinstasjoner er beregnet til å ha et gjennomsnittsareal på 313 m² og gjennomsnittlig energibruk per kvadratmeter på 835 kWh/m² · år. Dette gir et gjennomsnittlig energiforbruk for en bensinstasjon på 261 355 kWh/år, som vi bruker i videre beregninger.

4.1.2 Kostnader ved mikronett

Et mikronett består av flere komponenter med ulike kostnader og ulik levetid. Den totale kostnaden vil være avhengig av hvilke produksjon- og energilagring-løsninger som velges for å dekke det lokale energibehovet. Hvor mye energi som produseres vil også være avhengig av geografiske og værmessige forhold.

I hvert enkelt scenario antar vi at det årlige energibehovet dekkes av en gitt fordeling mellom ulike produksjonsmetoder, for eksempel 60% vind og 40% sol. For å kunne sikre levering av energi antar vi at forventet produsert energi tilsvarer 150% av forventet årlig energiforbruk. Forholdstallet mellom produksjonsvolum og forbruksvolum av strøm er tatt fra beregninger gjort i sammenheng med Myken-prosjektet. Kostnad for hver produksjonsmetode finner vi ved å multiplisere forventet energi i kWh produsert over levetid med LCOE for produksjonsmetoden.

Kostnader knyttet til intern distribusjon og spenningstransformasjon neglisjeres ettersom vi antar at disse vil være relativt like uavhengig av om det etableres en mikronettløsning eller standard nettilknytning.

4.1.2.1 LCOE solcelleanlegg

I scenarioene antar vi at solkraft er installert som en kombinasjon av bakkemontert solkraft og solkraft på hustak. NVE har beregnet LCOE for solkraft på hustak til 1,02 kr/kWh og for bakkemontert solkraft til 0,48 kr/kWh (NVE, 2022). I videre beregninger antas det at LCOE for sol vil være 0,85 kr/kWh.

4.1.2.2 LCOE vindkraftanlegg

NVE har beregnet LCOE for landbasert vindkraft til 0,30 kr/kWh (NVE, 2022). Dette er tall som er basert på store vindkraftverk. For småskala vindkraftverk (3 – 5 kW) har Nasjonalt Vindkraftsenter beregnet LCOE for investering over en levetid på 20 år til å ligge på rundt 0,85 – 1,90 kr (Pål, 2017). Installert effekt for aktuelle vindturbiner i et mikronett vil antakeligvis være mindre enn 1 MW, men større enn 5 kW. LCOE for vind vil vi i videre beregninger anta at er 0,70 kr/kWh.

4.1.2.3 LCOE Hydrogenlagring

Vi har brukt generelle tall for kostnader på delene i mikronettet og generelle tall for vedlikehold. Vi antar derfor at kostnaden blir høyere på avsidesliggende øyer, men dette vil variere for hver lokasjon. Vi antar videre at strømmen som blir brukt til å produsere hydrogenet regnes som overskuddsstrøm og derfor er gratis. For å regne ut kostnaden ved hydrogenlagring har vi satt kostnaden i relasjon til den totale strømproduksjonen i hele systemet. System-LCOE for hydrogenlagring, altså hvor mye det koster å inkludere hydrogen i mikronettet gitt hele nettets produksjon, er 0,44 kr/kWh ut fra våre beregninger. Kostnadstallene er hentet fra Myken-prosjektet og lagt sammen og satt i sammenheng for denne rapporten spesifikt.

4.1.2.4 LCOE Batteri

Det er generelt vanskelig å finne en LCOE for batteri siden det fungerer mer som en systemstabilisator enn en produksjons- eller lagringsenhet. Vi har derfor valgt å definere LCOE for batteri som system-LCOE, på samme måte som LCOE for hydrogenlagring. Dette tilsier at man tar kostnaden for et batteri som er stort nok til å stabilisere og tilby korttidslagring til nettet, og deler denne kostnaden på forbruket i hele mikronettet. Kostnaden på batteriet gitt størrelsen på mikronettet er hentet fra beregninger fra Myken-prosjektet og endret for å passe våre eksempler. Kostnaden er beregnet til 0,05 kr/kWh.

4.1.3 Kraftlinjekostnader

Kostnader knyttet til utbygging av kraftlinjer er i stor grad avhengig av kapasitetsbehov, kabeltype og terrenget i det aktuelle området. I casene benytter vi enten en luftlinje eller en sjøkabel. Vi antar at kostnaden er uavhengig av terrengetype, samt at kraftlinjene alltid dekker kapasitetsbehovet i alle scenarioene. Årlige drifts- og vedlikeholdskostnader er satt til 2% av kraftlinjens ny-verdi. Denne verdien er basert på årlige drifts- og vedlikeholdskostnader nettselskaper har benyttet i søknader om fritak fra leveringsplikten. Drifts- og vedlikeholdskostnader er beregnet over en periode på 30 år.

4.1.3.1 Luftlinje

Vi antar at alle luftlinjer er av typen BLL 62 mm², som er hentet fra Ledes byggestandard for distribusjonsnett (Lede, 2022). For å estimere kostnader knyttet til utbygging av luftkabler tar vi utgangspunkt i *Planleggingsbok for kraftnett, kostnad distribusjonsnett*.

Investeringskostnaden til en BLL 62 mm² luftlinje er beregnet til å være 664 195 kr/km (SINTEF Energi AS, 2019). Inkludert drifts- og vedlikeholdskostnader over 30 år gir dette en total kostnad på 1 062 712 kr/km, som vi bruker videre i de økonomiske analysene.

4.1.3.2 Sjøkabel

For å estimere kostnader knyttet til utbygging av sjøkabler har vi tatt utgangspunkt i søknader om fritak fra leveringsplikten som NVE/RME har mottatt i perioden 2011 – 2022. Ved å ta gjennomsnittet av den estimerte kostnaden per kilometer sjøkabel i innkomne søknader, fikk vi en gjennomsnittlig investeringskostnad på 1 590 000 kr/km. Inkludert drifts- og vedlikeholdskostnader over 30 år gir dette en total kostnad på 2 544 000 kr/km, som vi benytter videre i de økonomiske analysene.

4.1.3.3 Estimerte LCOE fra Rye og Myken prosjektet

Vi har vært i kontakt med pilotprosjektene på Rye og Myken, og dermed fått deres kostnader i forbindelse med opprettelsen av mikronettet. Myken er fremdeles et pilotprosjekt hvor kostnadene er estimerte, mens Rye er et gjennomført prosjekt med håndfaste kostnader. Totalkostnaden per kWh var mye høyere for Rye-prosjektet enn dersom kostnadene for alle komponentene som inngår i et mikronett summeres opp. Det kan være fordi demonstrasjonsprosjektet ofte kan bli dyrere fordi uforutsette situasjoner kan dukke opp som øker kostnadene.

4.2 Caseanalyse

4.2.1 Case 1: Lite lokalsamfunn på en øy

4.2.1.1 Beskrivelse av case 1 og antakelser

For å analysere mulighetene for et mikronett i stedet for nettilknytning tar denne casen for seg en øy med 8 fastboende. Øya ligger omkring 20 km fra fastlandet og er koblet til regionalnettet gjennom en sjøkabel som må byttes ut. Den eneste næringen på øya er en bensinstasjon som også fungerer som lokalbutikk. Vi antar at hver husholdning har et strømforbruk på 16 000 kWh. Bensinstasjonen har et forbruk på omtrent 260 000 kWh. Dette gir et totalt årlig forbruk på øya på omtrent 389 MWh.

Investerings- og vedlikeholdskostnaden for en ny sjøkabel på 20 km ut til øya er estimert til 50 MNOK. Dette tilsvarer en kostnad på 4,36 kr/kWh levert energi til øya. Alternativt kan det opprettes et mikronett for å forsyne øya med lokalprodusert energi. Det er gode vindforhold, så det forventes en fordeling av produsert energi mellom 70% vindkraft og 30% solkraft. Hydrogen og batteri brukes som energilagringssløsninger. Kostnad for elektriske omformere og nødløsninger til energiproduksjon neglisjeres. De totale kostnadene for mikronettet kan estimeres til kr 21 MNOK, som tilsvarer en kostnad på 1,85 kr/kWh levert energi til øyas befolkning.

4.2.1.2 Analyse

For å undersøke hvilken løsning som er mest samfunnsøkonomisk effektiv har vi foretatt beregninger knyttet til denne casen. Beregningene står skrevet i vedlegg A1.2. Mikronettet har lavere kostnader så lenge forbruket er lavt, se Tabell 1 i slutten av kapitlet. Lengden på sjøkabelen har også en vesentlig påvirkning på den totale kostnaden. Som Figur 2 illustrerer, vil lengden på kabelen påvirke den nødvendige investeringskostnaden. Hvis vi skalerer ned lengden på kabelen og holder andre parametere konstant ser vi at kabelen må være kortere enn 9 km for at nettilknytning skal være billigere enn mikronett.

Ved å skalere opp forbruket på øya, men holde andre parametere konstant ser vi at kostnaden for å etablere et mikronett øker. Figur 3 viser at dersom årlig energiforbruk øker opp mot 900 MWh vil kostnaden for mikronettet være omtrent tilsvarende kostnaden for å bygge ut sjøkabel. Ettersom kostnaden knyttet til elektriske omformere og reserveproduksjon av energi er neglisjert, vil den reelle kostnaden for mikronettet antageligvis være høyere. Selv om kostnadsberegningene for mikronettet inneholder stor usikkerhet indikerer resultatene at en mikronettløsning vil være billigere enn å reinvestere i sjøkabelen i tilfeller ved lavt forbruk, eller store kostnader for nettilknytning.

Dersom det blir innvilget en løsning med alternativ strømforsyning vil nettselskapet ha insentiv til å velge en mikronettløsning, ettersom dette er den mest kostnadseffektive løsningen. Siden forbruket på øya er lavt vil det være mulig å dimensjonere for god leveringskvalitet uten at det blir dyrere enn nettilknytning.

4.2.2 Case 2: Fraflyttet plass

4.2.2.1 Beskrivelse av case 2 og antakelser

I case 2 tar vi for oss et fraflyttet tettsted der det er 11 fritidsboliger og én registrert fast bolig, men som har et forbruksnivå tilsvarende en fritidsbolig. Vi antar at disse til sammen har et årlig energiforbruk på 67 000 kWh. Alle bygningene er utstyrt med hvitevarer og annet utstyr som krever strøm. Luftlinjen på 9 km er på slutten av sin tekniske levetid. Når luftlinjen må byttes ut innebærer dette en reinvesteringstkostnad på omtrent 9,5 MNOK. Dette tilsvarer en kostnad på 5,07 kr/kWh levert fra luftlinjen.

Et annet alternativ er å opprette et mikronett for de 12 kundene. Ettersom forbruket har vært størst om sommeren fordeles produksjonen mellom 45% vindkraft og 55% solkraft. Som energilagring benyttes en kombinasjon av batteri- og hydrogenløsninger. Dette gir en kostnad på omtrent 4 MNOK for å opprette en mikronett løsning. Kostnader knyttet til elektriske omformere og nødløsninger for energiproduksjon neglisjeres. For mikronettet blir kostnaden 1,91 kr/kWh levert energi til kundene.

4.2.2.2 Analyse

Kostnadsberegninger knyttet til mikronett og luftlinje er gjennomført i vedlegg A1.2. Beregningene viser at nettselskapet vil ha en stor kostnadsbesparelse ved å velge mikronett fremfor å investere i en ny kraftkabel. Selv om mikronettet er kostnadsbesparende vil det fortsatt kreve ressurser å etablere og drifte. Siden alle nettkunder har forbruk tilsvarende fritidsboliger, kan det være aktuelt å vurdere fritak fra leveringsplikten. Nye løsninger for energitilførsel har hatt en betydelig kostnadsreduksjon de siste årene. I kombinasjon med lavt energiforbruk i området taler det for at nettselskapet ikke bør være pliktige til å betale for verken nettilknytning eller et mikronett i området. Det vil være teknisk mulig for kundegruppene å dekke energibehovet sitt uten et mikronett eller nettilknytning, ved at hver enkelt husstand kjøper inn solcellepanel eller andre energiløsninger. For at nettkundene skal godta løsningen, bør kundene kompenseres dersom nettselskapet får fritak fra leveringsplikten. Kompensasjonsbeløpet må da bli satt til et nivå som resulterer i lavere kostnader for nettselskapene enn ved etablering av mikronett. Det blir spesielt viktig å gjøre grundige vurderinger av hvilke ulemper fritak vil medføre siden en av kundene er registrert som fastboende.

En annen løsning kan være at nettselskapet bygger ut et mikronett som er dimensjonert for lavere leveringssikkerhet. Dette vil redusere kostnadene og samtidig hindre at kostnader og

ansvar dyttes over på nettkundene. Ulempen for kunden med redusert leveringssikkerhet må vurderes i den enkelte situasjon for å finne den mest samfunnsøkonomisk lønnsomme løsningen.

4.2.3 Case 3: Stort nytt hyttefelt på fjellet

4.2.3.1 Beskrivelse av case 3 og antakelser

I denne casen undersøker vi utbyggingen av et nytt hyttefelt med 25 hytter. Disse ligger omtrent 10 km unna det eksisterende nettet. Nettkunden er i dette tilfellet utbyggeren av alle 25 hyttene. Hyttene har til sammen et forventet årlig forbruk på omtrent 140 MWh. Kostnaden for å bygge en luftlinje til hyttefeltet er omtrent 10 MNOK. Dette gir en kostnad på 2,53 kr/kWh levert fra luftlinjen. Siden det er utbygging av et nytt område, må hytteutbyggeren betale anleggsbidrag. Alternativt kan hyttefeltet forsynes med lokalprodusert energi i mikronettet. Vi antar at produksjonen er fordelt mellom 50% solkraft og 50% vindkraft. En kombinasjon av batteri og hydrogen brukes som lagringsløsning. Ved å negligere kostnader for nødproduksjon og elektriske omformere vil kostnaden for å etablere et mikronett være omtrent 8 MNOK. Dette gir en kostnad på 1,90 kr/kWh levert fra mikronettet.

4.2.3.2 Analyse

Med våre utregninger vil etableringen av et mikronett være kostnadsbesparende sammenliknet med nettilknytning. For hytteutbyggeren vil det derfor være mest gunstig å velge alternativ forsyning siden dette vil medføre lavere anleggsbidrag. For nettselskapet er ikke dette nødvendigvis den mest kostnadseffektive løsningen. Det vil mest sannsynlig være høyere kostnader knyttet til drift av et mikronett enn luftlinje. Dette må tas med i vurderingen om hvilken løsning som velges.

En ulempe er at nye hytter ikke kan tilknyttes mikronettet uten at det utløser behov for oppgradering av produksjons- og lagringsløsninger. Dette gjelder ikke for nettilknytning, så lenge det er ledig kapasitet på kraftlinjen. Dersom hytteutbygger ønsker å bygge ut mer på et senere tidspunkt, kan den totale kostnaden for et mikronett bli større enn ved nettilknytning. Figur 3 viser at dersom årsforbruket øker til over 200 MWh vil kostnaden for mikronett overstige kostnaden av nettilknytning. Den fremtidige utviklingen i området vil derfor kunne påvirke hva som er den mest lønnsomme forsyningsløsningen. Økt energiforbruk fra de 25 hyttene som allerede er planlagt kan også utløse behov for å oppgradere mikronettet. Dette vil kunne redusere hyttenes verdi og dermed være et insentiv for utbygger til å ønske nettilknytning, selv om det medfører høyere investeringskostnader.

Fordelen med mikronett er at det kan etableres i områder hvor det er krevende å bygge kraftlinjer. Naturhensyn kan begrense hvor det er mulig å bygge og føre til fordyrende løsninger. Ved å produsere energi lokalt er det mulig å unngå denne problemstillingen. Dette forutsetter at energiproduksjonen ikke har en betydelig negativ effekt på omgivelsene. Slike faktorer vil være situasjonsspesifikke og er ikke reflektert i kostnadene til denne casen.

4.2.4 Avstand og lønnsomhet i mikronett

Hvilken løsning har lavest kostnader av mikronett og nettilknytning er i stor grad avhengig av energiforbruk og lengde på kraftlinjen. Ved høyt energiforbruk blir det kostbart å etablere et mikronett som dekker hele energibehovet. Dersom det er lange avstander og krevende terreng blir det dyrt å bygge nettilknytning. Disse faktorene må veies opp mot hverandre i den enkelte sak for å avgjøre hva som er mest lønnsomt. Caseberegningene i denne rapporten viser at mikronett i hovedsak egner seg når kostnaden for å bygge ut

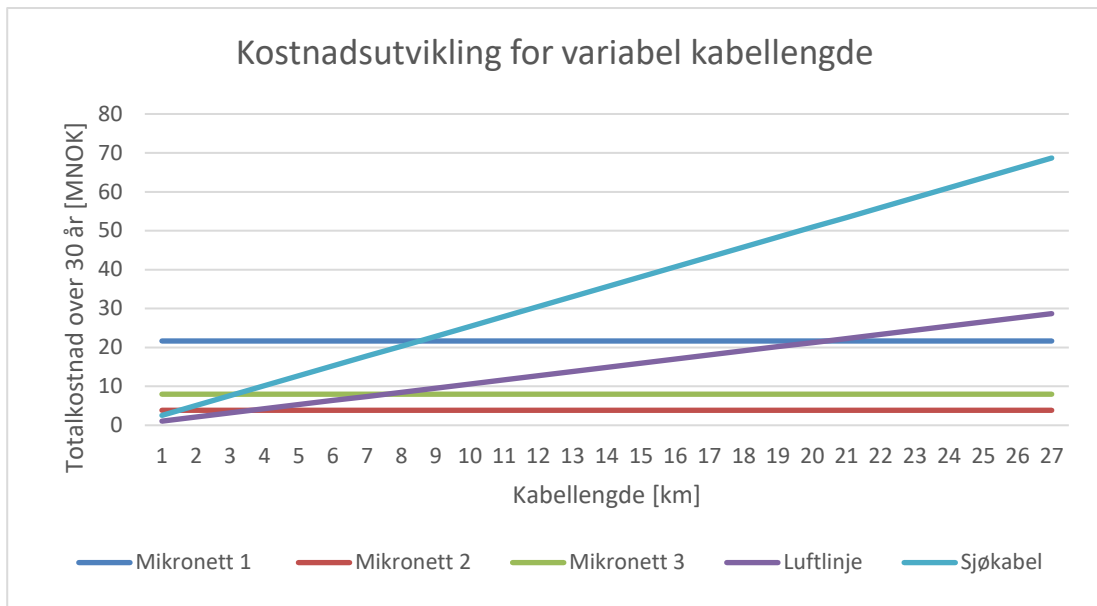
nettilknytning er stor i forhold til energibehovet. Mikronett kan derfor egne seg godt som kompromiss mellom fullt fritak fra leveringsplikten og ikke fritak. På grunn av usikkerheten i kostnadsestimatene er det ikke mulig å gi klar anbefaling om når mikronett bør velges istedenfor nettilknytning. Casene er kun ment som eksempler, og enhver utbygging av mikronett vil kreve nøye beregninger før gjennomføring. For å gi en klarere oversikt over kostnadene i casene har vi laget Tabell 2 og Figur 2 og Figur 3, for å visualisere forskjellen i kostnadene for hver av casene sammenlignet med hverandre.

Tabell 2: Oversikt over beregninger for kostnader og forbruk i casene

Case:	Strømforbruk, MWh		Total kostnad over 30 år, MNOK			
	Totalt, 30 år	Årlig forbruk	Mikronett, egne tall	Mikronett, Myken tall	Mikronett, Rye tall	Nettilknytning
Case 1	11680	389	22	29	73	51
Case 2	2018	67	4	5	13	10
Case 3	4205	140	8	11	26	16

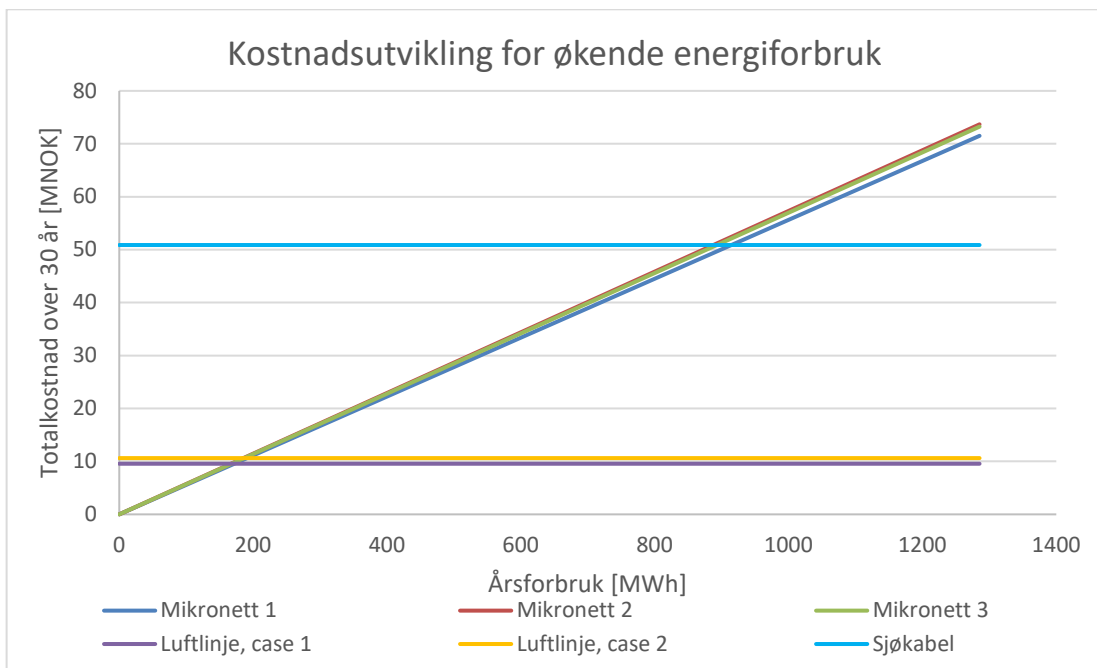
Tabell 2 viser en oversikt over beregningene i casene for enkel sammenligning på tvers av casene og de forskjellige kostnadsberegningene. I sammenligningen av kostnader basert på tall fra Rye-prosjektet er det viktig å påpeke at dette var et pilotprosjekt. Feilretting og korreksjon underveis i prosjektet har bidratt til økte kostnader. I våre egne beregninger av kostnad for mikronett er ikke kostnader for nødproduksjon eller elektriske omformere inkludert. Dette gir en beregnet kostnad som sannsynligvis er lavere enn i et reelt mikronett. Ved etablering av mikronett som kommersiell løsning vil kostnadene sannsynligvis ligge nærmere kostnadene basert på Myken-prosjektet, ettersom dette er prosjektert i henhold til en reell case.

Figur 2 viser sammenhengen mellom lengden på kraftkabelen eller linjen, og kostnaden for utbygging. Siden et mikronett er uavhengige av hvor langt unna strømmettet det er, har det en fast kostnad i denne grafen. Skjæringspunktene angir hvor lang kraftledningen kan være før kostnaden for nettilknytning tilsvarer kostnaden for etablering av mikronett.



Figur 2: Kostnadsutvikling for nettilknytning ved økende kabellengde i forhold til mikronett

Figur 3 viser kostnaden for utbyggingen av kraftnett sammenlignet med forbruket. Her har kraftnettet, ved de to luftlinjene og sjøkabelen, ingen utvikling siden kostnaden ikke er varierende for forbruk, gitt at det ikke overstiger kapasiteten på linja. Kostnadene mikronett øker ved høyere forbruk fordi man da trenger mer solceller og vindkraft og større batteri- og hydrogenlagringssystem. Vi ser bort fra en minimumspris for mikronett for å forenkle grafen.



Figur 3: Kostnadsutvikling for mikronett med økende forbruk i forhold til nettilknytning

5 Diskusjon

I dette kapitlet diskuterer vi ulike problemstillinger og løsninger knyttet til leveringsplikten, med spesielt fokus på regulering av mikronett og kompensasjon ved fritak. Målet er å presentere et forslag som kan videreutvikles av RME. Vi fremhever elementer vi mener bør undersøkes og utarbeides grundigere. Innledningsvis presenterer vi et rammeverk for innføring og drift av mikronettet. Videre vil vi undersøke en ny ordning med kompensasjon ved fritak fra leveringsplikten, samt foreslå en annen økonomisk grense for opprettholdelse av nettilknytning.

5.1 Alternativ leveringsplikt gjennom et mikronett

I veilederen om fritak for leveringsplikt fra 1999 er det nevnt at det kan gis et delvis fritak fra leveringsplikten, samtidig som leveringsplikten opprettholdes ved å sørge for alternativ strømforsyning (Eggan, 1999). Veilederen vektlegger at kravene til leveringskvalitet på strømforsyning må opprettholdes. Siden 1999 har det vært en stor kostnads- og teknologiutvikling for fornybare energikilder og lagringsløsninger. Utviklingen gjør det mulig å benytte mikronett som et reelt alternativ til nettoutbygging.

Opprettelsen av et mikronett som skal levere strøm på lik linje med det nasjonale kraftnettet, er regulatorisk komplisert på grunn av lovverket som separerer rollene til kraftleverandør, kraftprodusent og systemansvarlig. Siden mikronettet er helt frakoblet omliggende nettstruktur, bør hver av disse rollene håndteres uavhengig av det nasjonale kraftnettet.

5.2 Nettilknyttet mikronett

Hovedfokuset for denne rapporten er å bygge mikronett som alternativ til nettilknytning. Med dette menes mikronett som drives i øydrift. I flere tilfeller kan det være aktuelt å benytte et mikronett med nettilknytning for å utsette investeringer i kraftnettet på grunn av kapasitetsbegrensning. Ved drift av mikronett med nettilknytning vil det ikke være nødvendig å stille de samme kravene til energilagring. Det vil heller ikke være nødvendig å subsidiere energiproduksjonen på samme måte som ved øydrift, ettersom overskuddsenergien til en viss grad kan selges på det ordinære kraftmarkedet, gitt at det er nok kapasitet på nettilknytningen. Subsidieringen av vanlige mikronett skjer i sammenheng med en anbudsrunde og blir forklart nærmere i delkapittel 5.4. Tilknytningen til resten av kraftnettet gjør at mikronettet må reguleres slik at det passer inn i det ordinære kraftsystemet, i motsetning til mikronett i øydrift. Det er en glidende overgang mellom tradisjonell tilknytning og et mikronett som er tilkoblet nettet. Dette gjør det vanskelig å definere et delvis tilknyttet mikronett som noe separat fra resten av det nasjonale kraftnettet. Et område som ikke får dekket energibehovet sitt gjennom nettilknytning, vil ha liknende egenskaper som et mikronett fordi det avgrensede området må dekke resten av energibehovet. Den glidende overgangen gjør at de tilknyttede mikronettene bør sees i sammenheng med vanlig nettilknytning istedenfor mikronett i øydrift.

For kraftprodusenter vil et tilknyttet mikronett være en mellomting mellom full tilknytning og et mikronett. Kraftprodusentene kan eksportere overproduksjon over nettilknytningen til resten av nettet, men risikerer at høy produksjon ikke når markedet hvis det overstiger både forbruket i mikronettet og overføringskapasiteten på nettilknytningen. Lagringsløsninger i det tilknyttede mikronettet kan kompensere ved å lagre overskuddsproduksjonen til senere og dermed jevne ut toppene i markedet. På denne måten fungerer batteriet i et delvis

tilknyttet mikronett på samme måte som et mikronett i øydrift. Forskjellen er at samme batteri også kan bidra inn mot det nasjonale kraftnettet via nettilknytningen hvis det er nødvendig. Disse batteriene bør derfor reguleres på samme måte som andre batterier som er tilknyttet nettet.

Caseanalysene i delkapittel 4.2 viser at dersom forbruket øker over en viss verdi vil det være mer lønnsomt å bygge ut nettilknytning enn å oppgradere mikronettet. Dersom det er ulik regulering av mikronett i øydrift og nettilknyttet mikronett vil påkobling av et isolert mikronett til resten av kraftnettet kunne føre til komplikasjoner. Nøyaktig hva konsekvensen av ulik regulering medfører er vanskelig å forutse, men det er en viktig problemstilling å ta hensyn til i utformingen av regelverket.

5.3 Utforming av mal for søknad

Effektivisering av reguleringen går ikke bare på endringer av regelverket, men også på implementeringen. Søknadsprosessen for fritak fra leveringsplikten oppfattes i dag som komplisert og ressurskrevende av flesteparten av nettselskapene. For å utbedre dette foreslår vi en mal for søknader utarbeidet av RME. I søknaden om fritak fra leveringsplikten eller søknad om alternativ forsyning av strøm må nettselskapet svare på spesifikke spørsmål separat i forskjellige deler av søknaden. Dette vil gjøre det enklere for nettselskapene som søker å forstå hva som skal være med i søknaden, i tillegg til å gjøre søknadsbehandlingen enklere siden søknadene blir likere. En slik modell vil også gjøre det enklere å gi tips til utformingen av søknaden i forskjellige seksjoner og de vedleggene som trengs kan etterspørres i riktig filformat og størrelse. I tillegg åpner en slik søknadsmal opp for mer bruk av «nudging»⁵ ved at man kan sette forskjellige størrelse på tekstvinduer og sette forskjellige foretrukne verdier som standard. Dette gjør at man kan påvirke hvordan søknadene blir skrevet uten å tvinge nettselskapene til å forme søknaden på en spesifikk måte. Det vil være en betydelig jobb å lage en slik søknadsmal-løsning, men på grunn av den forventede økningen i søknader er det høyst sannsynlig at investeringen vil lønne seg på lang sikt.

5.4 Ansvar for mikronettet

I mikronettet er det tre hovedaktører som kan ha ansvar for byggingen og driften: kraftprodusent, nettselskap og nettkunde. Siden det er nettselskapet som er ansvarlig for at nettkunder innenfor konsesjonsområdet får levert energi, er det de som bør stå ansvarlig for at et mikronett opprettes når dette skal erstatte en tidligere nettilknytning. Det er nettselskapets insentiv til å bruke mikronettløsningen for å redusere kostnader sammenlignet med nettilknytning som driver prosessen. I dag eksisterer mikronett i hovedsak som pilot- og demonstrasjonsprosjekter. Dersom mikronett kan benyttes som en kommersiell løsning, vil det kreve utvikling av ny kompetanse. Små nettselskap vil ikke nødvendigvis ha ressursene og forutsetningene til å utvikle denne kompetansen sammenliknet med store nettselskap. Dersom det åpnes for at mikronett kan benyttes som alternativ til nettilknytning bør reguleringen åpne for at nettselskapene selv kan vurdere hvilken løsning de ønsker å benytte. Det legges til grunn at nettkunden ikke vil merke betydelig forskjell mellom nettilknytning eller mikronett.

⁵ Et «nudge», eller dult på norsk, er en del av en valgstruktur som endrer folks atferd på en forutsigbar måte uten å forby noen alternativer, eller vesentlig endre deres økonomiske insentiver (Sunstein & Thaler, 2008).

5.4.1 Leveringskvalitet

5.4.1.1 Avbrudd

Siden mikronettet har begrenset energiproduksjon og lagringskapasitet er det mer utsatt for avbrudd dersom det oppstår feil på anlegget, eller produksjonen er lav over lengre tid. Kostnaden for å dimensjonere for tilnærmet 100% leveringspålitelighet er betydelig høyere sammenliknet med et mikronett som tillater noen avbrudd. For at et mikronett skal være et godt alternativ til nettilknytning er det viktig at det ikke medfører en stor ulempe for nettkundene. Ettersom mikronett i utgangspunktet vurderes som et alternativ til nettilknytning bør en nettkunde tilknyttet et mikronett ikke oppleve dårligere leveringskvalitet enn om den hadde hatt nettilknytning. Det legges til grunn at mikronett kun vurderes som aktuelt i de tilfellene det vil innebære besparelser sammenliknet med nettilknytning og det ikke vil bli innvilget fritak fra leveringsplikten. Økte kostnader for å dimensjonere for god leveringssikkerhet kan derfor rettferdiggjøres ved at alternativkostnaden ville vært høyere.

Mikronett kan være en aktuell løsning for strømforsyning til hytter og fritidsboliger. I disse tilfellene er det ikke nødvendigvis behov for tilgang til strøm gjennom hele året. Det kan derfor være en åpning for å spare kostnader ved å dimensjonere for lavere leveringssikkerhet. En forutsetning for dette er at alle nettkundene i mikronettet er enige. For å gi nettkundene insentiv til å gå med på en slik løsning bør det vurderes om nettleien kan reduseres for mikronettet. Dersom en av nettkundene ved et senere tidspunkt ønsker en sikrere strømforsyning bør det utredes hvem som skal ta kostnadene knyttet til oppgraderingen. I mikronettet vil alle nettkundene ha fordel av økt leveringskvalitet, men det blir urettferdig at bare den ene skal ta kostnaden. På den andre siden blir det uheldig om alle må ta kostnaden som følge av at én ønsker bedre leveringssikkerhet. En mulighet kan være at nettkunden selv investerer i eget batteri og produksjon for å dekke eget forbruk. Dersom dette skal bli aktuelt bør det utredes hvordan dette påvirker resten av mikronettet, og hvordan forbruk fra privat produksjon skal skilles fra effekt levert fra mikronettet i beregning av strømpris.

5.4.1.2 KILE og USLA

Et mikronett vil være sårbart ved variasjon i kraftproduksjon. Det bør derfor utredes om egne satser for KILE og USLA skal utarbeides for mikronettløsninger. Dette er for å få en mer samfunnsøkonomisk effektiv styring av tilfeller hvor det er usikkert om nettselskapene burde gi nettilknytning til kundene eller ikke. Satsene for KILE og USLA har som hensikt å gi det mest samfunnsøkonomisk effektive utfallet ved en kostnadssituasjon gitt ved nettilknytning. I et mikronett kan et avbrudd skyldes feil på produksjon- og lagringssystem, ikke bare på overføringssystem som ved nettilknytning. Det kan også være tilfeller der det fortsatt blir levert energi, men at leveransen ikke dekker forbruket. Den store forskjellen i avbruddssituasjonen mellom de to systemene tilsier at samfunnsoptimale satser for KILE og USLA vil være forskjellige. Det er derfor ønskelig med en utredning av separate satser for KILE og USLA i mikronett. Med flere aktører som sammen skal drifte mikronettet blir det også viktig å avklare hvem som har ansvar ved forskjellige typer avbrudd, og dermed hvem som skal ta kostnaden.

5.4.1.3 Spenningskvalitet

Med stor andel ikke-regulerbar kraftproduksjon og behov for å omforme mellom AC og DC spenning vil mikronett ofte være mer utsatt for ustabilitet og dårlig spenningskvalitet enn øvrig kraftnett. For å sikre at spenningskvaliteten oppfyller krav i *Forskrift om*

leveringskvalitet i kraftsystemet vil det måtte stilles høye krav til omformere og styringssystemer. Dette vil medføre høyere kostnader for mikronettet.

Konsekvensene av dårlig spenningskvalitet vil på den andre siden også kunne medføre store kostnader i form av skade på elektriske komponenter og i verste fall fare for liv og helse som følge av brann. Dette vil være en stor ulempe for nettkunden og gjøre mikronett til et dårlig alternativ sammenliknet med nettilknytning. Ettersom mikronett kun vurderes som aktuelt der det vil være kostnadsbesparende sammenliknet med nettilknytning, kan økte kostnader for å sikre god spenningskvalitet rettferdiggjøres. Mikronett bør derfor omfattes av *Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet*.

5.4.2 Finansiering av mikronett

Finansieringen av et mikronett bør følge samme mønster som finansieringen av vanlig kraftnett, hvor nettkunden betaler anleggsbidrag for opprettelsen av ny nettilknytning, og nettleie for at nettilknytningen opprettholdes. Resten av påløpende kostnader dekkes av nettselskapet. Dette betyr at mikronett som erstatter gammel nettilknytning finansieres av nettselskapet, mens mikronett som oppføres for å koble til nye nettkunder finansieres via anleggsbidrag fra de nytilknyttede nettkundene.

Finansiering av mikronett til nye nettkunder skiller seg fra nettilknytning fordi det også kan finansieres og bygges direkte av nettkunden eller nettkundene utenom nettselskapet der hvor dette er mer kostnadseffektivt for nettkunden. Denne løsningen burde kommuniseres til nettkundene for å gi et alternativ og øke bruken av den mest samfunnsøkonomiske metoden. Dersom en ny nettkunde ønsker å knytte seg til et eksisterende mikronett kan dette føre til behov for å bygge ut mer produksjons- og lagringskapasitet. Dette kan finansieres gjennom anleggsbidrag.

I tillegg til finansiering fra nettselskapet eller nettkunden, finansieres også mikronettet med fremtidige inntekter fra salg av strøm i mikronettet. Det er kraftprodusenten som får inntekten fra strømsalget og de kan derfor senke prisen i sitt anbud, sammenliknet med en situasjon hvor de ikke hadde fått denne inntekten. Det er usikkert om denne ekstra inntekten kommer til å gå rett til profitt og at kraftprodusenten da setter anbudet lik totalkostnaden, eller om markedet er så sterkt at det tvinger produsentene til å by under totalkostnaden for å få anbudet. Dette er likevel en løsning som passer på at risiko og inntekt er der den burde være samtidig som utbyggingskostnadene for nettselskapet blir lavere.

Bygging av mikronett lokalt av nettkundene selv kan løse det betente spørsmålet om lokal motstand mot for eksempel vindkraft. Dette har blitt et stort problem for storskala utbygging av vindkraft og må legges med i beregningene. I tillegg erstatter også produksjonen mange kraftnettmaster og har derfor også en positiv effekt på utsiktsskjemingen.

5.4.3 Strømpris i mikronettet

De reelle prisene i et mikronett vil være avhengig av hvordan mikronettet er dimensjonert. Hvis det er lite energilagring vil prisen være tilnærmet null når det er mye strømproduksjon, og helt opp mot betalingsvilligheten til nettkundene når det er lite strømproduksjon. Prisen vil også være avhengig av hvor mye ekstra kapasitet som er medberegnet i konstruksjonen av mikronettet. En kraftprodusent i et mikronett har derfor insentiv til å ha lav energiproduksjon for å holde prisen høy. Dette tilsier at prisregulering er nødvendig. Ved å speile prisen i mikronettet mot prisen i prisområdet rundt unngår man de skjeve insentivene til produsentene. Dette sørger også for at nettkundene ikke har noen ekstra insentiver for eller mot mikronett og bidrar til likebehandlingen mellom nettkunder i mikronettet og

normale nettkunder. Løsningen med en virtuell pris fra resten av markedet gir lave kostnader og er enkel i drift. Investeringskalkulasjonen for strømprodusentene blir enklere siden de produserer strømmen til samme pris i begge markedene, og det er bare mengden som er varierer.

Siden kraftprodusentene ikke får solgt samme mengde strøm i mikronettet sammenlignet med det nasjonale strømmettet bør de blir subsidiert for å gjøre det kostnadseffektivt å produsere strøm i mikronettet. Størrelsen på subsidien gis ved en anbudsrunde hvor hver kraftprodusent angir en engangssum for den subsidien de trenger for å gjøre mikronettinvesteringen. Denne markedsbalanserte ordningen fører til at subsidieringen er optimal, gitt at markedet er effektivt.

Det er også en mulighet for at det kan tilbys kjøp av kraft gjennom en kraftleverandør på samme måte som ved nettilknytning. Dette fordrer en mer komplisert struktur siden man ikke kan legge ut kraftproduksjonen i mikronettet på kraftbørsen, men istedenfor må legge ut forbruket. Grunnen til dette er at produksjonen ikke nødvendigvis blir brukt og istedenfor blir lagret eller bortkastet. Den blir derfor ikke betalt for til den gitte spotprisen. Forbruket blir derimot brukt og betalt for til spotpris og kan derfor i teorien bli kjøpt og solgt parallelt med annen strøm på børsen siden det ikke har noe å si akkurat hvor den spesifikke energien blir brukt så lenge den har samme pris i begge områdene. For å få dette til å fungere må man legge ut tentative prognoser på forbrukstall i mikronettet sammen med produksjonstallene som handles av kraftleverandørene. Prognosene må senere revideres til de endelige forbrukstallene for å få balanse i regnskapet. Dette vil komplisere prosessen betydelig og skape merarbeid i stort omfang. Det er derfor ikke samfunnsøkonomisk effektivt å innføre en slik løsning så lenge det er relativt få strømkunder som får strømmen sin fra mikronett. Direkte betaling til nettselskap gir en mye enklere betalingsstruktur i slike tilfeller.

5.4.4 Hvem skal eie og drifte batteriet?

En sentral utfordring er hvordan batterier i mikronettet skal reguleres. Batteriets egenskap til å lagre og tilføre energi, samt reaktiv effektkompensasjon, gjør det til en kritisk komponent i mikronettet. Den todelt funksjonaliteten gjør at man må vurdere hvem som kan eie og drifte batterier i mikronettet. Siden batterier kan lagre strøm når den er billig og levere når den er dyr kan det betraktes som omsetning av elektrisk energi. Nettselskap kan derfor ikke uten videre eie batterier i mikronettet, etter Energiloven § 4-6. Dersom nettselskap skal kunne eie batterier må det kun fungere som reaktiv effektkompensasjon. Som konsekvens må en annen part ha ansvar for batteri som lagringsenhet i mikronettet, med mindre lovverket endres. Dersom det i regelverket åpnes for at nettselskap skal kunne sende aktiv effekt⁶ fra batterier til nettkunder må det utredes hvordan differansen i strømprisen mellom opplading og utlading kan justeres uten at nettselskapet deltar som en markedsaktør med omsetning av energi. Det vil være uheldig om batterier reguleres forskjellig i et isolert mikronett og kraftnettet.

Hovedfunksjonen til lagringsløsninger er å sikre levering av energi når lokal produksjon ikke dekker forbruket. Batteriet utfyller ansvaret til kraftprodusenten om konstant kraftleveranse. Det kan derfor argumenteres for at det burde være kraftprodusentens ansvar å installere og vedlikeholde batteriet. En slik løsning vil innebære at kraftprodusent også får

⁶ Aktiv effekt er nytteeffekten i en elektrisk krets med vekselstrøm. (SNL, 2021)

ansvar for å ivareta stabilitet i mikronettet gjennom reaktiv effektkompensering fra batteriet. Dette er ikke nødvendigvis en oppgave som det er ønskelig at en kraftprodusent skal ha.

Alternativt kan både produksjonsselskap og nettselskap eie batterier, der nettselskapet kun kan bruke batteriet til reaktiv effektkompensasjon. Dette vil tilfredsstille krav i lovverk, men trolig være lite økonomisk gunstig. En annen løsning er at nettselskapet kjøper tjenester fra en tredjepart som har ansvar batteripakker i mikronettet. Dette vil i større grad ivareta et skille mellom aktørene som driver med nettvirksomhet og omsetning av energi. En ulempe er at prosjektering og drift av mikronettet kompliseres ytterligere når flere parter skal involveres. Det vil måtte utformes tydelige kontrakter mellom partene for å avklare ansvarsfordeling i mikronettet. Dette er per i dag en lite utviklet tjeneste, men noe som kan bli aktuelt i fremtiden. Ved å kjøpe inn batteritjenester fra en tredjepart kan det gjøre driften billigere på grunn av kompetanseutvikling.

For at mikronett skal bli et reelt alternativ til nettilknytning må problemstillingen rundt regulering av batterier løses. Siden batterier er aktuelle både i normalt kraftnett og mikronett burde reguleringen rundt batterier i disse to situasjonen være like, for å unngå et unødvendig komplisert regelverk.

5.4.5 Fremtidig utvikling i strømproduksjon og lagring

Fremtidig utvikling i et område er i stor grad påvirket av muligheten til å kunne tilknyttes kraftnettet. Ved en mikronettløsning vil muligheten for nye nettkunder til å etablere seg i et område være begrenset av tilgjengelig overskudd i den lokale produksjonen. Det kan derfor være begrensende for utviklingen av området med et mikronett når det kommer vekst som det ikke er tatt høyde for i dimensjonering av mikronettet. Sannsynligheten for at en bedrift vil etablere seg i et område vil variere fra sted til sted. Derfor bør mikronett som ikke er tilknyttet resten av nettet vurderes i den enkelte situasjon med hensyn til både fastboende og kommersielle aktører. For å forhindre at begrensningene ved et mikronett setter en stopper for utviklingen, bør det benyttes løsninger der lokal produksjon og lagring av energi kan utvides etter behov. Dette vil fortsatt være betydelig dyrere enn etablering ved eksisterende kraftnett, gitt at det er mer kapasitet på kabelen.

En annen grunn til at mikronett er begrensende for utviklingen for området, sammenlignet med nettilknytning er at det er umulig å bygge ut ny konkurransedyktig strømproduksjon som kan eksporteres til andre områder i Norge. Det er derfor ønskelig at nettilknytning blir valgt når kostnadsestimatene for nettilknytning og alternativ strømforsyning er like. Hvor mye billigere mikronett burde være før man velger mikronettet over nettilknytning må vurderes i den enkelte situasjon. For å passe på at nettselskapene ikke velger det billigste alternativet, men det mest samfunnsøkonomiske alternativet, anbefaler vi at dette er en del av en potensiell søknadsprosess.

Erfaringen fra Rye-prosjektet var at det dimensjonerte forbruket var mindre enn det faktiske forbruket. Dette er et realistisk scenario, fordi energibehovet stadig økes på grunn av elektrifiseringen som skjer i samfunnet. Et fremtidig mikronett må derfor ta høyde for at energibehovet vil øke med tiden ettersom teknologien utvikler seg. Dette gjelder ikke bare ved nytilknytninger som tidligere nevnt, men også for hver husholdning separat. Det må derfor etableres klare avtaler mellom partene i mikronettet for hvordan økt forbruk skal håndteres.

5.5 Rammeverk for bruk av mikronett

Selv om vi ikke har nok grunnlag til å komme med en endelig løsning på hvordan regelverket rundt et mikronett skal utformes, ser vi det som mest hensiktsmessig å beskrive løsningen uten forbehold. Løsningen er ment som et utgangspunkt for videre vurderinger og beregninger. Vi ser for oss at prosessen rundt mikronettet løses på initiativ fra nettselskapet i samspill med kraftprodusenter og nettkunder, som kan bli kompensert. For å gi en klar oversikt over prosessen har vi delt opp i ansvarsområdene til hver aktør i kraftnettet.

5.5.1 Nettselskapets rolle

Nettselskapet er ansvarlig for at nettkundene i området får levert strøm etter energiloven § 3-3. Ved ønske om å benytte alternativ forsyning istedenfor nettilknytning er det derfor nettselskapets ansvar å føre prosessen fra start til slutt. Det gjøres ved at nettselskapet lyser ut et tilbud på en gitt strømproduksjon for et gitt antall år til nettkundene som vil tilkobles det lokale mikronettet. Nettselskapet kjøper strømmen av kraftprodusenten direkte til spotprisen i det omkringliggende prisområdet. Betalingen av strømmen går ikke gjennom strømleverandørsystemet, som diskutert i delkapittel 5.4.3. Strømreregningen blir videresendt til nettkunden sammen med en nettleie som er lik som for de vanlige nettkundene til nettselskapet. Nettselskapet har ansvaret for at strømmen blir distribuert ut til nettkundene i mikronettet, og drifter og vedlikeholder nettet mellom produksjonsenhetene og nettkundene i mikronettet. Strømprodusenten har ansvar mot nettselskapet for å levere strøm i henhold til kontrakten gitt i tilbudet. Når tilbudet er utgått må nettselskapet investere i nytt mikronett, rehabilitere det gamle mikronettet gjennom et nytt tilbud, eller investere i nettilknytning.

5.5.2 Kraftprodusentens rolle

Kraftprodusenten i mikronettet blir valgt ved at forskjellige kraftprodusenter legger inn bud på hvor mye tilskudd de trenger for å tilby strøm i mikronettet, hvor det laveste budet som innfrir kravene gitt i tilbudet vinner. Kraftprodusenten i mikronettet har et kontraktsfestet ansvar gitt fra nettselskapet for produksjon av strøm som føres til distribusjonsnettet i mikronettet. Som diskutert i delkapittel 5.4.1 har de ansvar for konstant leveranse av strøm som følger reglementet om spenningskvalitet. I tillegg til innskuddet fra tilbudet får kraftprodusenten selge strømmen i mikronettet til samme spotpris som det omkringliggende strømmarkedet. Kraftprodusenten er pliktig å vedlikeholde og reparere anlegget innenfor tidsrommet angitt i tilbudet, samt andre konsekvenser av produksjonsutstyret, som miljøskader eller personskader. Alt som skjer fra strømmen genereres til den overføres til distribusjonsnettet i mikronettet faller på kraftprodusenten.

5.5.3 Nettkundens rolle

Målet med reguleringen av mikronettet er at nettkunden skal ha en veldig lik opplevelse sammenlignet med nettilknytning til sentralnettet. Dette betyr at spenningskvaliteten skal være like bra og nettleie skal være den samme som for øvrige nettkunder, med mindre annet er avtalt. Ansvarsfordelingen mellom nettselskap og nettkunde skjer på samme sted som ved vanlig nettilknytning, der hvor strømmen kommer inn i huset. I delkapittel 5.2.1.1 åpnes det for lavere leveringssikkerhet. Hvis dette vedtas av nettselskapet og godtas av RME, vil nettkundene måtte tilpasse seg situasjonen og vil ikke ha samme klagegrunnlag eller krav om kompensasjon. Hvis en slik ordning ikke vedtas vil den eneste innvirkningen på nettkunden være at de ikke har fritt strømleverandørvalg, men er låst til det regulerte tilbudet til nettselskapet.

5.5.4 RMEs rolle

I utgangspunktet skal denne løsningen drive seg selv på initiativ fra nettselskapene. Vi ser det fortsatt som hensiktsmessig at RME har en kontrollfunksjon, i det minste mens det fortsatt er mye usikkerhet rundt mikronett, for å passe på at intensjonen i energiloven blir fulgt. Spesielt punktene om lavere leveringssikkerhet som diskuteres i delkapittel 5.4.1.1. og søkelyset på samfunnsøkonomisk effektivitet, ikke en ren kostnadskalkyle, som diskuteres i delkapittel 5.4.5. Nettselskapene har ikke nødvendigvis sterke nok økonomiske insentiver til å velge riktig, og de burde derfor kontrolleres i en oppstartsfase mens presedensen i de ulike situasjonene er usikker. I tillegg er det ikke ønskelig at søknader om alternativ forsyning av strøm skal fortrenge søknader om fritak. Dette ville gitt høyere totale kostnader for nettselskapet og i sum ført til høyere nettleie for hele området omfattet av det samme nettselskapet. Det er nødvendig med nær regulering for å sørge for at retningslinjene blir fulgt noenlunde likt nasjonalt og at de følger intensjonen satt i energiloven og mulige nye forskrifter.

5.6 Fullt fritak

Ordningen om fritak fra leveringsplikten praktiseres i dag slik at nettselskapene kan søke fritak fra krav om leveringsplikt i sitt konsesjonsområde hvis det er uforholdsmessig dyrt å gi nett til nettkunden, og tapet til nettkunden ved brutt levering ikke er så stort gitt kostnaden ved tilknytning. Dette betyr i praksis at det innvilges fritak fra tilknytning til fritidsboliger hvor kostnaden er veldig høy, men at det i veldig få tilfeller innvilges fritak fra leveringsplikten til fastboende nettkunder. Hvis den fastboende husholdningen har et særlig lavt forbruk kan det likevel gis fritak, gitt at forbruket tilsier at huset i realiteten ikke blir mye brukt. Som omtalt i kapittel 3.1.3 om insentiver er ikke fritaksordningen en balansert ordning hvor begge parter har insentiv til å finne den mest samfunnsøkonomiske løsningen. Dette fører ofte til unødvendig lang saksgang og mange klager på vedtak. Netttilknytning har også en betydelig verdi både ved bruk og ved salg av eiendommen. Det strider derfor mot likebehandlingsprinsippet at husholdninger blir frakoblet nettet uten å bli kompensert for tapet.

5.6.1 Kompensasjon ved fritak

På bakgrunn av de to faktorene nevnt i forrige avsnitt, foreslår vi en løsning hvor husholdninger som blir koblet av kraftnettet etter vedtak om fritak fra leveringsplikten får en standardisert kompensasjon som reflekterer deres historiske nytte av nettilknytningen. Dette vil føre til at nettkunden ikke nødvendigvis blir forulempet av et fritaksvedtak. Denne endringen gjør at de kan være en mer konstruktiv part i et mål om en mer samfunnsøkonomisk effektiv løsning i balansen mellom lokal produksjon og nettilknytning. Siden historisk nytte er et vidt begrep har vi delt det opp i to grupper. I den ene gruppen er det relativt lavt forbruk hvor det kan erstattes med et 12 V solcellesystem uten stort nyttetap. I den andre gruppen er det et mer normalt forbrukt hvor man må ha et mye større system med 230V for å gi tilnærmet lik nytte. Hvor denne grensen går må utredes nærmere. Kompensasjonen vil bli gitt ved et fast beløp hvor nettkunden selv kan bestemme hvordan de ønsker å bruke pengene. Beløpet vil måtte justeres med tiden for å kunne dekke en betydelig del av investeringene ved de to gitte alternativene. Denne ordningen vil gjøre det mindre økonomisk lukrativt for nettselskapene å søke om fritak, men vil samtidig minske tapet av omdømme for nettselskapene ved fritak fra leveringsplikt. I sum er det derfor usikkert om dette vil føre til flere eller færre søknader om fritak fra leveringsplikten.

5.7 Fortsatt nettilknytning som hovedregel

Nettilknytning er fortsatt det mest samfunnsøkonomisk effektive i de aller fleste tilfeller og skal være hovedregelen for strømtilførsel i Norge. Det gir fleksibilitet og sikkerhet gjennom tilknytningen av all produksjon og forbruk inn i samme nettverk. Målet med denne rapporten er å erstatte en liten del av den mest perifere nettilknytningen som er uforholdsmessig dyr der hvor ny teknologi kan gi samme produkt til nettkunden for en lavere pris. Det er likevel ikke slik at dette er en fullgod erstatte nettopp på grunn av den fleksibiliteten og sikkerheten som en nettilknytning gir. Dette er en positiv eksternalitet som er viktig å ta med i beregningene når man vurderer å bygge et mikronett. Siden de ekstra fordelene til nettilknytning varierer fra sak til sak er det vanskelig å lage en tommelfingerregel. Det er også veldig dyrt å forsøke å beregne dette for hver enkelt sak. Dette burde derfor bli overlatt til nettselskapene, som har et mandat til å søke samfunnsøkonomisk effektivitet og har best grunnlag til å vurdere den lokale situasjonen.

6 Konklusjon

Vi anbefaler at dagens binære praksis for leveringsplikt endres slik at nettkundene og nettselskapene i større grad blir motivert til å velge en mikronettløsning over nettilknytning når dette er samfunnsøkonomisk effektivt. Reguleringen bør endres slik at alternative forsyningsløsninger for energi blir benyttet i tilfeller hvor det er samfunnsøkonomisk effektivt. Hovedutfordringen med dagens løsning er at verken nettkunder eller nettselskaper har insentiver til å velge alternative forsyningsløsninger, siden reguleringen ikke har fulgt den teknologiske utviklingen.

For å redusere nettselskapenes kostnader og forsyne elektrisitet til flest mulig, ønsker vi en utredning av en alternativ leveringsplikt gjennom mikronett. Det er allerede åpnet for en type mikronett i veilederen for fritak fra leveringsplikten fra 1999, men denne løsningen er vagt beskrevet (Eggen, 1999). Vi foreslår en mal for et mikronett hvor nettselskapet har det totale ansvaret og legger kraftproduksjonen ut på tilbud til en kraftprodusent. Kraftprodusenten blir med dette subsidiert av nettselskapet for å selge en gitt mengde kraft i mikronettet innenfor den økonomiske levetiden til mikronettet. Prisen vil speiles til det nærmeste prisområdet og nettkunden vil få et tilnærmet likt tilbud sammenlignet med vanlig nettilknytning. Ansvarsfordeling, subsidieordningen og leveringssikkerheten, knyttet til mikronettet, er kontroversielle temaer som må utredes videre. Pilotprosjekter som har benyttet mikronett som alternativ forsyning har vist at løsningen er gjennomførbar og kostnadseffektiv, gitt høye kostnader for nettilknytning.

For at nettkundene skal godkjenne en alternativ forsyningsløsning kreves det god leveringssikkerhet eller betydelig kompensasjon for dårligere leveringssikkerhet. Et prissignal fra nettkunden på hvor mye kompensasjon de trenger for dårligere leveringssikkerhet kan avgjøre hvor høye kravene til leveringssikkerhet burde være i hvert enkelt mikronett. Fritidsboliger som ikke er bebodd hele året vil ha lavere nyttereduksjon av å bli koblet fra nettet i perioder hvor boligen ikke er bebodd, enn faste boliger som er bebodd hele året. Gitt at alle nettkunder i mikronettet er enige, bør det være mulig å tilby nettkunder lavere leveringssikkerhet dersom det ikke reduserer nytten til nettkunden.

Fritidsboliger med lite strømforbruk er veldig aktuelle til å miste nettilknytning totalt gjennom et fritak fra leveringsplikten. Vi foreslår at nettkunder som blir frakoblet nettet ved innvilget fritak, mottar en standardisert kompensasjon som er delt opp i to satser etter forbruk. Nettkunden taper dermed ikke like mye på et slikt fritak og kan være en mer konstruktiv part i målet mot et mer samfunnsøkonomisk effektivt nett. Kompensasjonen skal i utgangspunktet dekke egen strømproduksjon, men kan disponeres av nettkunden selv.

Det er hensiktsmessig at RME regulerer endringene i markedet for alternative forsyningsløsninger for å oppnå en mest mulig samfunnsøkonomisk effektiv løsning. Det innebærer at RME tillater alternative forsyningsløsninger i tilfeller hvor det er optimalt.

Våre anbefalinger til endringer

- Større fokus på å benytte mikronett som en løsning for å redusere kostnadene ved strømforsyning til desentrale strøk, der det er samfunnsøkonomisk effektivt.
- Innføre krav til kompensasjon ved fritak fra leveringsplikten, hvor kompensasjonen skal dekke nyttetapet til nettkunden på et av to standardiserte nivå.

- Utarbeide en mal for søknader om fritak fra leveringsplikten for å gjøre det enklere og raskere for nettselskapene å søke om fritak fra leveringplikten.

7 Referanser

- Benjaminsen. (2018). *Hvor godt virker egentlig solceller om vinteren?* Hentet fra Webområde for Sintef: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2018/hvor-godt-virker-egentlig-solceller-i-nordisk-klima/>
- Bjartnes, A. (2021). *Hydrogen som klimaløsning*. Hentet fra Klimastiftelsen: <https://klimastiftelsen.no/publikasjoner/hydrogen-som-klimalosning/>
- Cruz-Soto, J. (2022, April). A techno-economic study for a hydrogen storage system in a microgrid located in baja California, Mexico. Levelized cost of energy for power to gas to power scenarios. *International Journal of Hydrogen Energy*.
- DNV GL. (2018). *Publikasjoner NVE*. Hentet fra Batterier i distribusjonsnettet, Konsulentrapport utarbeidet for NVE: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_02.pdf
- Eggan, K. H. (1999). *Fritak for leveringsplikt*. Oslo: NVE.
- Energy, D. (2019). *LCOE, Nivået Kostnad for Elektrisitet*. Hentet fra <https://no.dsisolar.com/info/lcoe-levelized-cost-of-electricity-also-know-33972821.html>
- Finansdepartementet. (2014). *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*. Hentet fra https://www.regjeringen.no/globalassets/upload/fin/vedlegg/okstyring/veileder_i_samfunnsokonomiske_analyser.pdf
- Fredriksen, K. (2018, Mai 8). Hentet fra <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/vi-bruker-mindre-strom-hjemme>
- Førde, T. (2021). *Øysamfunn blir grønn energi-lab og nasjonalt testsenter*. Hentet fra Teknisk Ukeblad: <https://www.tu.no/artikler/oysamfunn-bli-gronn-energi-lab-og-nasjonalt-testsenter/505307>
- Haugaland Kraft. (2020). *Enova-støtte til pilot for smart energistyring, microgrids og fleksibilitetsmarked på Utsira*. Hentet fra <https://hkraft.no/enova-stotte-til-pilot-for-smart-energistyring-microgrids-og-fleksibilitetsmarked-pa-utsira/>
- Haugaland Kraft. (n.a.). *Haugaland Kraft med partnere er i gang med et pilotprosjekt for fremtidens fleksible kraftsystem*. Hentet fra <https://hkraft.no/fou/>
- Hole, J., & Horne, H. (2019). Hentet fra Hydrogen i det moderne energisystemet: http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_12.pdf
- Hole, J., & Horne, H. (2019). *Hydrogen i det moderne energisystemet*. Hentet fra http://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_12.pdf
- Hole, J., & Horne, H. (2019). *Publikasjoner NVE*. Hentet fra Batterier vil bli en del av kraftsystemet: https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_14.pdf
- Lede. (2022, April 26). *Byggestandard distribusjonsnett*. Hentet fra <https://fyret.skagerakerenergi.no/prosedyre/nett/Byggestandard%20DN.pdf>
- Lillebo, M. (2020, Januar 17). *Mikronett*. Hentet fra Store Norske Leksikon: <https://snl.no/mikronett>

- Lovdata. (2021, August 01). *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m (energiloven)*. Hentet fra <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50>
- Multiconsult AS, Analyse & Stategi og Entro AS. (2014, Januar). *Analyse av energibruk i forretningsbygg*. Hentet fra NVE: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2014/rapport2014_01.pdf
- NVE. (2014). *Det høyspente distribusjonsnett, Innsamling av geografiske og tekniske*. Hentet fra Publikasjoner NVE: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2014/rapport2014_02.pdf
- NVE. (2019). *Kostnader for kraftproduksjon 2018*. Hentet fra https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_07.pdf
- NVE. (2022). *Kostnader for kraftproduksjon*. Hentet fra <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>
- NVE. (2022, Januar 31). *NVE*. Hentet fra Kostnader for kraftproduksjon: <https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>
- OED. (2022, Januar 31). *Kabel som alternativ til luftledning*. Hentet fra Regjeringen.no: <https://www.regjeringen.no/contentassets/9dabbb7fb58e4bb297f4388696570460/no/sved/kabel.pdf>
- Olje og Energidepartementet. (2011-2012). *Meld. St. 14. Vi bygger Norge - om utbygging av strømmettet*. Hentet fra Regjeringen.no: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld-st-14-20112012/id673807/?ch=6>
- Pål, P. R. (2017). *Nasjonalt Vindenergiserter*. Hentet fra Muligheter for småskala vindkraft i Møre og Romsdal: <https://nves.no/site/wp-content/uploads/2019/07/Sm%C3%A5skala-vindkraft-i-M%C3%B8re-og-Romsdal.pdf>
- SINTEF Energi AS. (2019, Juni 25). Planleggingsbok for kraftnett, Kostnads katalog for distribusjonsnett. Norge.
- SNL. (2020). *store norske leksikon*. Hentet fra reaktiv effekt: https://snl.no/reaktiv_effekt
- SNL. (2021). *Store norske leksikon*. Hentet fra aktiv effekt: https://snl.no/aktiv_effekt
- SSB. (2020). *Voksende byer og aldrende bygder*. Hentet fra Statistisk sentralbyrå: <https://www.ssb.no/befolkning/artikler-og-publikasjoner/voksende-byer-og-aldrende-bygder>
- SSB. (2022a, Februar 9). *SSB*. Hentet fra Bygningsmassen: <https://www.ssb.no/bygg-bolig-og-eiendom/bygg-og-anlegg/statistikk/bygningsmassen>
- SSB. (2022b, Juni 29). *Statistikkbanken*. Hentet fra Nettoforbruk av elektrisk kraft (GWh), etter forbrukergruppe, statistikkvariabel og år: <https://www.ssb.no/statbank/sq/10070899>
- Statkraft. (2019). *Globale energitrender og norske muligheter. Statkrafts Lavutslippsscenario*.
- Sunstein, C., & Thaler, R. (2008). *Nudge*.

- Svendsen, M. (2019). *Bonde Lars Hoem skal bli sin egen energi-øy*. Hentet fra Teknisk Ukeblad : <https://www.tu.no/artikler/bonde-vegard-hoem-skal-bli-sin-egen-energi-oy/475603>
- TrønderEnergi. (u.d.). *Sluttrapport for Enova prosjektet "Mikronettpilot Byneset: Demonstrasjon av ny energi- og klimateknologi"*. Trondheim: TrønderEnergi.
- Visser, E. d., & Held , A. (2014). *Methodologies for estimating Levelized Cost of Energy (LCOE)*. Hentet fra ECOFYS Fraunhofer Methodologies for estimating LCoE Final report (res-cooperation.eu)

8 Vedlegg

A1 Beregninger av LCOE ⁷

A1.1 Rye-prosjektet

Generert energi

Elektrisitet per år = 170 142 kWh

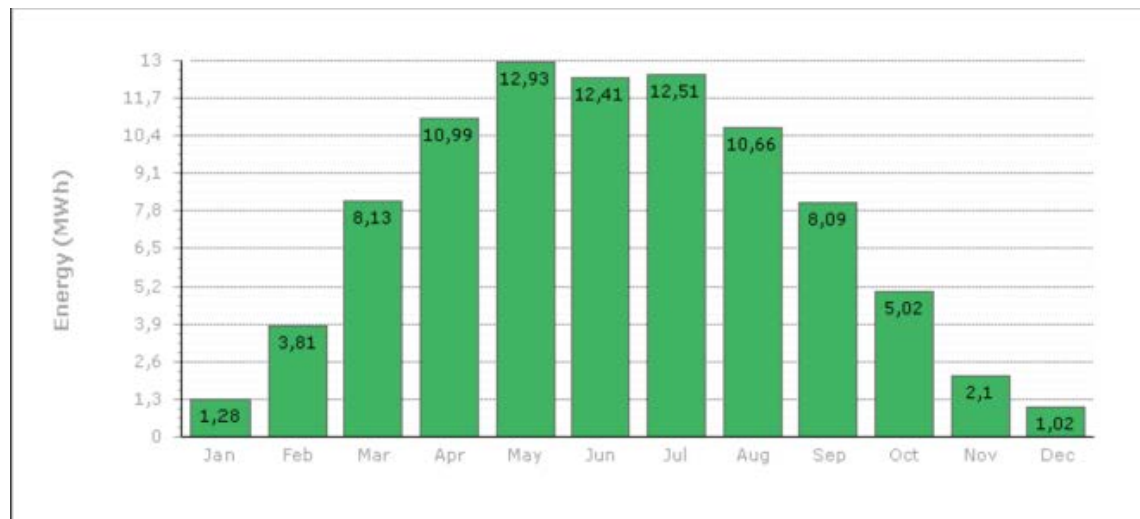
Elektrisitet over levetiden = 170 142 kWh * 30 år = 5 104 260 kWh

Genererte kostnader

CAPEX = 16 422 682 kr

OPEX = 164 226 kr

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Totale kostnader over levetiden}}{\text{Elektrisitet generert over levetiden}} = \frac{21\,349\,487}{5\,104\,260} = 4,18 \text{ kr / kWh}$$



Figur 4: Månedlig produksjon fra solceller på Rye-prosjektet. Hentet fra sluttrapporten for prosjektet «Mikronett-pilot Byneset: Demonstrasjon av ny energi- og klimateknologi». Hentet fra (TrønderEnergi)

A1.2 Myken prosjektet

Generert energi

Elektrisitet per år = 790 000 kWh

Elektrisitet over levetiden = 790 000 kWh * 30 år = 23 700 000 kWh

⁷ Utregninger basert på følgende eksempel: [LCOE, nivellerte energikostnader vet også som LEC, Levelized Energy Cost - Knowledge - DS New Energy \(dsisolar.com\)](#)

Genererte kostnader

CAPEX: 24 000 000 kr

OPEX: 540 500

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Totale kostnader over levetiden}}{\text{Elektrisitet generert over levetiden}} = \frac{40\,215\,000}{23\,700\,000} = 1,7 \text{ kr / kWh}$$

A1.2 Case Beregninger

Årsforbruk per kundegruppe [kWh/år]	Fritidsbolig	5 608	* System hydrogen er LCOE kostnaden for batteri, gitt mikronettets levetid for hver kWh produsert i hele nettet. **Batteri LCOE er på samme måte som system hydrogen LCOE, beregnet ut fra kostnad per kWh i hele nettet. Dette er den eneste måten for et batteri, siden det bidrar til å holde hele systemet operasjonelt.
	Fastboende	16 000	
	Bensinstasjon	261 355	
Kraftnett investeringskostnader	Luftkabel [kr/km]	664 195	
	Sjøkabel [kr/km]	1 590 000	
Kraftnett total kostnader nåverdi	Luftkabel/luftlinje [kr/km]	1 062 712	
	Sjøkabel [kr/km]	2 544 000	
LCOE (kr/kWh)	Vind	0,70	
	Sol	0,85	
	Hydrogen*	0,44	
	Batteri**	0,05	
Total LCOE (kr/kWh)	Myken modelberegning	1,68	
	Rye	4,18	

		Case 1	Case 2	Case 3
Kundegruppe	Fritidsbolig	-	12	25
	Fastboende	8	-	-
	Bensinstasjon	1	-	-
Forbruk	Årsforbruk [kWh]	389 355	67 290	140 188
	Forbruk over 30 år [kWh]	11 680 650	2 018 709	4 205 643
	Dim produksjon over 30 år [kWh]	17 520 975	3 028 063	6 308 465
Energiproduksjonsandel	Andel vind	0,7	0,5	0,5
	Andel sol	0,3	0,6	0,5
Energilagringkostnad	Hydrogen	7 778 697	1 344 354	2 800 737
	Batteri	829 485	143 356	298 658
Produksjonskostnad	Vind	8 585 278	953 840	2 207 963
	Sol	4 467 849	1 415 620	2 681 098
Total kostnad	Total LCOE myken modell	29 362 401	5 074 558	10 571 996
Kraftlinje	Luftkabel [km]	-	9	10
	Sjøkabel [km]	20	-	-
Kostnad	Mikronett Myken	29 362 401,16	5 074 558,05	10 571 995,93
	Mikronett delt opp	21 661 308,80	3 857 168,85	7 988 454,95
	Rye	73 237 676	12 657 304	26 369 383
	Kraftnett	50 880 000	9 564 408	10 627 120
Kr/kWh	Mikronett Myken	1,68	1,68	1,68
	Mikronett	1,85	1,91	1,90
	Mikronett Rye	4,18	4,18	4,18
	Kraftnett	4,36	4,74	2,53