

NHH



NORGES HANDELSHØYSKOLE

Bergen, Våren 2018

Mikronett

Muligheter og utfordringer i det norske kraftsystemet

Odd Erik Svensson Hegre og Kristian Jonsson

Veiledere: Endre Bjørndal og Mette Bjørndal

*Masteroppgave, Masterstudiet i Økonomi og Administrasjon,
hovedprofil i Økonomisk Styring*

NORGES HANDELSHØYSKOLE

Dette selvstendige arbeidet er gjennomført som ledd i masterstudiet i økonomi- og administrasjon ved Norges Handelshøyskole og godkjent som sådan. Godkjenningen innebærer ikke at Høyskolen eller sensorer innestår for de metoder som er anvendt, resultater som er fremkommet eller konklusjoner som er trukket i arbeidet.

Sammendrag

Den tradisjonelle modellen for kraftsystemet er i endring, og beveger seg bort fra sentralisert produksjon av kraft som transporteres til forbrukere langt borte. Bevegelsen går mot et mer desentralisert kraftsystem der kraften blir produsert nær forbrukerne. Virkningene denne utviklingen har for Norge, er noe vi forsøker å belyse gjennom å undersøke temaet mikronett. Fokuset vil være på å identifisere verdien av mikronett og kartlegge reguleringsutfordringer. For å illustrere dette har vi gjennomgått forvaltningen på området og gjennomført en investeringsanalyse.

Mikronett er betegnelsen på små uavhengig kontrollerte nett som ikke er avhengige av hovednettet. Det finnes flere typer mikronett, basert på fysiske egenskaper, hva de brukes til og hvordan de er organisert. Det finnes mange grunner til at man vil ønske å etablere et mikronett. Ofte er motivasjonen basert på økonomiske, tekniske eller sikkerhetsmessige argumenter, selv om miljøargumenter også spiller inn. Utviklingen av mikronett som løsning drives av lavere kostnader for komponenter til utbygging av fornybar kraft og batterilagring, samt nye tilnærminger for å kommersialisere disse teknologiene. De største utfordringene som følger med mikronett er hvordan det skal organiseres, hva som skjer hvis mange går av nettet, grid defection, og hvordan kostnadene til det øvrige sentral- og regionalnettet skal fordeles slik at man unngår «stranded assets».

Et hinder for mikronett i Norge er reguleringen av kraftsystemet. Regelverket er laget for å håndtere en sentralisert produksjonsmodell der aktørene er pålagt en rekke plikter for å opprettholde en felles standard på kraftforsyningen. Mikronett behandles som et unntak i denne reguleringen. Videre kommer det en rekke nye direktiver fra Brussel. Noe av det mest oppsiktsvekkende av den nye reguleringen er de mye omtalte «lokale energisamfunnene», hvor forbrukerne har rett til å kjøpe ut deler av nettet.

Potensielle fordeler ved mikronett for det norske samfunnet kan være store. Mikronett kan utløse store investeringer i fornybar energi, spare samfunnet for store kostnader ved å redusere behovet for reinvesteringer i nettet og frigjøre kapital til nye investeringer. Videre kan mange forbrukere oppleve økt forsyningssikkerhet og større grad av medbestemmelse i beslutningsprosessene. Samtidig kan mikronett føre til at inntektene til staten blir mindre, at det blir mer regulering og flere naturinngrep. Grid defection er en reell trussel, men kan kontrolleres ved å utforme tariffene på en mer hensiktsmessig måte.

Abstract

The model of power supply is moving away from traditional centralized production in big utility scale powerplants with a large transmission grid to the customers, and towards decentralized production where the power is produced close to where it is consumed. We are trying to show the effects of this change on the Norwegian power system by focusing on micro grids and their development in Norway. We will give special notice to issues with regulation and try to identify the value of micro grids in Norway. We try showcasing this with a regulatory review and an investment case from a small island off the coast of Western Norway.

Micro grids are defined as small independently controlled grids which are not dependent on the main grid. There are a lot of different types of micro grids. Some are differentiated based on their physical abilities, others based on their usage and how they are organized. There are several motivations for establishing a micro grid. The most usual ones being economy, technical issues or security, even though environmental concerns might play an important role. The development of micro grids are driven by lower costs for components in renewable power plants, cheaper storage and new business models. The biggest challenges posed by micro grids are grid defection because of mass migration from the main grid and that the central grid might be rendered a stranded asset because of this mass migration. How to best organize micro grids is also a challenge that needs to be met.

A big obstacle for micro grids in Norway is the regulation of the power system. The current regime is built upon the well-established centralized model of production, where big monopolies need to be regulated to achieve a high common standard of the power supply. Micro grids are treated like exceptions in this regulation. Furthermore, the European Union is crafting several new regulations on the topic of «Local Energy Communities» which will apply to Norway as well. One of the most important provisions in this legislation is the right of consumers to own the grid.

The potential impact of micro grid in the Norwegian society might be large. Micro grids can spur a lot of investment in renewable energy, save a lot of investment expenses by reducing the reinvestment need and releasing a lot of capital to be used elsewhere. Some consumers might even get a more reliable power supply. Micro grids might also decrease government revenue, demand more regulation and interfere with nature. Grid defection is also a manageable problem given a well-adjusted tariff structure.

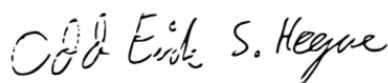
Forord

Denne masterutredningen er skrevet ved Norges Handelshøyskole og inngår som selvstendig arbeid i hovedprofilen Økonomisk styring på siviløkonomstudiet i Økonomi og Administrasjon. Oppgaven er i tillegg ment som et innspill til Energi Norge og prosjektet Fremtidens Nett. Tilrettelegger i denne prosessen har vært Adapt Consulting. Øvrige medlemmer i prosjektet er utvalgte nettselskap, deriblant BKK Nett og TrønderEnergi Nett. Det å få muligheten til å skrive om et tema som mikronett så vi på som særskilt spennende siden dette ligger i skjæringspunktet mellom økonomi, regulering og teknologi.

Vi vil rette en spesiell takk til veilederne våre Endre Bjørndal og Mette Bjørndal. Takk for godt lag, gode diskusjoner samt nyttige innspill underveis i arbeidet. Takk til Mats-Eirik Elvik og Line Bergfjord i BKK Nett, og Vegard Strand og Anniken Borgen i TrønderEnergi Nett. Det har vært gode og engasjerende diskusjoner som har gitt oss mye på veien. I tillegg vil vi rette en takk til Andreas Aasheim i NORWEA for nyttige innspill om vindmøller, Simen Karlsen i POWEL for innsikt i mikronettplanlegging, Hugo Lenningsvik i Helgeland Kraft for kunnskap om forvaltningens praksis, Marie B. Lindberg UiO for forklaring av EU-retten og ikke minst Mona Heien i NVE for tilgang i pågående utredningsarbeid. Takk til Patrick Narbel og Christian Børke i Adapt Consulting for støtten og tilgangen til det kunnskapsrike og engasjerte miljøet i nettbransjen vi har fått lære så mye av.

Til slutt vil vi sende en stor takk til venner, familie og kjærester for støtte og oppmuntring på veien.

Bergen, 20. juni 2018.



Odd Erik Svensson Hegre



Kristian Jonsson

Forkortelser og begreper

DER: distribuerte energiresurser

DG: distribuert generering

AMS: automatisk måleravlesning gjennom såkalte smarte målere

PCC: point of common coupling, punktet der mikronettet er tilkoblet lokalt distribusjonsnett

EV: electric vehicle, elbiler

PV: Photovoltaics, samlebegrep for solcelleprodukter

CHP: combined heat and power, produksjon av elektrisitet og oppvarming samtidig

DSO: distribusjonssystemoperatør, nettselskap i distribusjonsnettet

TSO: transmisjonssystemoperatør, den som driver transmisjonsnettet, i Norge Statnett

Radial: enkeltstående linje ut fra et punkt i nettet

Masket nett: flere linjer mellom punktene i nettet

KILE: kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi, kostnad for ikke-levert energi

W: watt, effekt

Wp: watt peak, teoretisk effekt under bestemte forhold ved laboratorietesting

Wt: watt-timer, mål på forbrukt energi

kW: kilowatt, et tusen watt

MW: megawatt, en million watt

VA: voltampere, teoretisk tilnærming til effekt basert på volt multiplisert med ampere

MVA: en million voltampere

LOCE: Levelized cost of energy, sammenlignbar enhetskostnad på energi

Grid defection: storstilt frakopling fra det konvensjonelle kraftnettet

Nettparitet: prisparitet mellom elektrisitet fra DER og elektrisitet levert fra nettet

LEC: local energy communities, lokale energisamfunn

Innholdsfortegnelse

Innhold

SAMMENDRAG	III
ABSTRACT.....	IV
FORORD	V
FORKORTELSER OG BEGREPER	VI
INNHOLDSFORTEGNELSE	VII
FIGURER.....	X
TABELLER.....	XI
1. INNLEDNING	1
1.1 BAKGRUNN.....	1
1.2 TEMA OG PROBLEMSTILLING.....	2
1.3 AVGRENSNINGER	3
1.4 OPPGAVENS OPPBYGNING	3
2. HVA ER ET MIKRONETT?	4
2.1 DISTRIBUERTE ENERGIRESSURSER - DER	4
2.2 DEFINISJON AV MIKRONETT	4
2.3 TYPER MIKRONETT.....	6
2.4 UTFORMING AV MIKRONETT	7
2.5 VIRTUELLE MIKRONETT	8
2.6 MIKRONETT OG STØRRELSE	8
3. KRAFTSYSTEMETS OPPBYGNING I NORGE	11
3.1 TEKNISK STRUKTUR	11
3.2 ØKONOMISK STRUKTUR	12
3.2.1 TSO og DSO.....	12
3.2.2 Kraftmarkedet	14
4. LITTERATURSTUDIE OG METODE	16
4.1 LITTERATURGJENNOMGANG	16
4.1.1 Motivasjon for mikronett.....	18
4.1.2 Drivere for utviklingen av mikronett.....	19
4.1.3 Lønnsomhetsvurderinger for mikronett.....	23
4.1.4 Mikronett og tariffutforming	25

4.1.5	<i>Mikronett og beslutningsnøytralitet</i>	27
4.1.6	<i>Mikronett og grid defection</i>	29
4.1.7	<i>Organisering av mikronett</i>	30
4.2	CASEGJENNOMGANG AV MIKRONETT I NORGE	32
4.2.1	<i>EMPOWER Hvaler</i>	32
4.2.2	<i>Dyrøy Mikronett</i>	33
4.2.3	<i>Utsira Vindpark</i>	33
4.3	CASEGJENNOMGANG AV MIKRONETT UTENFOR NORGE	34
4.3.1	<i>Algonquin College campus, Canada</i>	34
4.3.2	<i>Mikronett i masket nett i Mannheim, Tyskland</i>	35
4.3.3	<i>Goodwyn Alpha olje- og gassplattform, Australia</i>	35
4.4	METODE	36
4.4.1	<i>Samfunnsøkonomisk lønnsomhet</i>	36
4.4.2	<i>Et rammeverk for samfunnsøkonomisk lønnsomhet</i>	37
5.	REGULERINGEN AV DET NORSKE KRAFTSYSTEMET	38
5.1	DIREKTE REGULERING.....	38
5.2	INDIREKTE REGULERING.....	43
5.2.1	<i>Inntektsrammeregulering</i>	43
5.3	EUROPEISK REGULERING	46
5.3.1	<i>EU tredje energimarkedspakke</i>	46
5.3.2	<i>EUs vinterpakke</i>	46
5.3.3	<i>Local energy communities</i>	47
5.3.4	<i>Renewable energy communities</i>	49
6.	GJELDENDE FORVALTNINGSPRAKSIS OG INVESTERINGSANALYSE	51
6.1	FORVALTNINGENS VEDTAK VED GÅSVÆR I NORDLAND.....	51
6.1.1	<i>Bakgrunn</i>	51
6.1.2	<i>Forvaltningens vedtak</i>	52
6.2	MIKRONETT SOM ALTERNATIV PÅ FEDJE I HORDALAND	53
6.2.1	<i>Bakgrunn</i>	53
6.2.2	<i>Investeringsalternativer</i>	54

6.2.3	<i>Forventet utvikling i relevante kostnadsdrivere</i>	54
6.2.4	<i>Investeringsanalyse</i>	61
6.3	KONKLUSJON INVESTERINGS CASE	69
7.	UTFORDRINGER OG MULIGHETER FOR MIKRONETT I NORGE	71
7.1	KOMPATIBILITETSUTFORDRINGER MED GJELDENE REGULERING.....	71
7.2	SAMFUNNSØKONOMISK VERDI AV MIKRONETT I NORGE	76
7.2.1	<i>Interessenter</i>	76
7.2.2	<i>Fordeler med mikronett</i>	79
7.2.3	<i>Utfordringer med mikronett</i>	82
7.2.4	<i>Sammendrag av mikronett sin samfunnsøkonomiske verdi</i>	87
8.	KONKLUSJON	90
9.	VIDERE FORSKNING	91
10.	KILDELISTE	XIV
	APPENDIKS	XXVIII

Figurer

Figur 1: Historiske og forventede investeringer i det norske nettet	1
Figur 2: Utforming av mikronett og tilhørende komponenter.....	7
Figur 3: Relevante begrep og størrelser	9
Figur 4: Fordeling mellom nettleie og avgifter	13
Figur 5: Prinsipiell skisse av det norske kraftmarkedet	14
Figur 6: Utvikling i sentrale LCOE i perioden 2009 til 2017	20
Figur 7: Fordeling mellom elektriske lagringskapasiteter tilkoblet nettet	22
Figur 8: Mikronett i utviklingsarbeid	23
Figur 9. Utviklingskostnader i mikronettprosjekt	24
Figur 10. Fordeling mellom fastledd og energiledd på nettleie i Norge	25
Figur 11. DER i samspill med effekttariffing	27
Figur 12. Nettparitet.	29
Figur 13. Grid defection	30
Figur 14. Forretningsmodeller og organisering for smarte nett.	31
Figur 15. Dyrøy mikronett	33
Figur 16. Lokale- og Fornybare energisamfunn.....	49
Figur 17. Vind og temperaturforhold på Fedje.	53
Figur 18. Detaljert oppsetting av nettleie og kraftpris på Fedje.....	55
Figur 19. Faktiske investeringer og prognose for nettet, detaljert.	56
Figur 20. Prognostisert utvikling i nettleien for perioden 2017 til 2025.....	57
Figur 21. Statnett sine anslag for utviklingen i kraftmarkedsprisen fremover.....	58
Figur 22. Forventet utvikling i PV og batteripriser	60
Figur 23. Anslag på utvikling i relevante kostnadsrivere til investeringsanalysen	61
Figur 24. Oversikt over investeringsbehov i mikronett på Fedje	64
Figur 25. Nåverdiprofil for investering ved ulike kostnadsnivå på DER på Fedje.....	66
Figur 26. Oversikt over netto nåverdier fra investeringen i mikronett på Fedje	66
Figur 27. Interessenter tilknyttet et mikronett.	77
Figur 28. Oversikt over kontantstrømmene ved ulike DER prisnivå.....	XXXIII
Figur 29. Oversikt over endret forhold mellom ulike komponenter	XXXIV
Figur 30. Gåsvær, Herøy kommune Nordland, NVE Atlas.	XXXV
Figur 31. Fedje, Fedje kommune Hordaland, NVE Atlas.....	XXXV
Figur 32. Sandøy, Sandøy kommune Møre og Romsdal, NVE Atlas.....	XXXVI
Figur 33. Vinddata for Fedje fra Kjeller Vindteknikk og NVE.	XXXVII

Tabeller

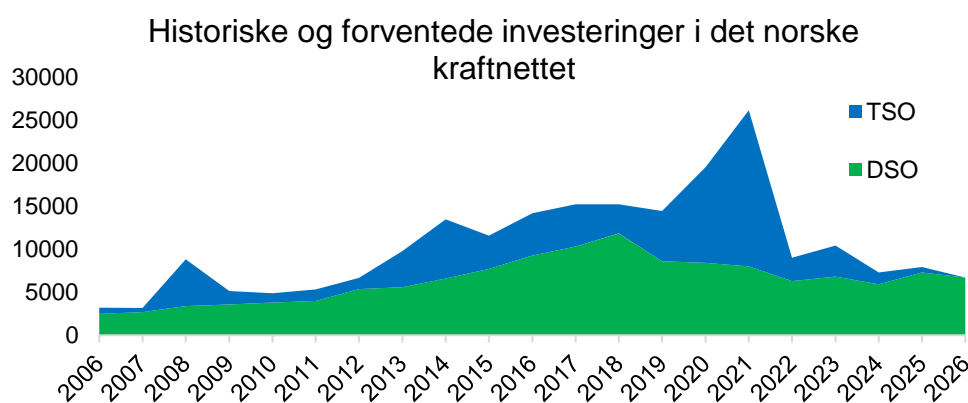
Tabell 1. Oversikt over kostnadsanslagene for investering i mikronett på Fedje	63
Tabell 2. Sensitivitetsanalyse av investering i mikronett på Fedje.	68
Tabell 3. Sensitivitetsanalyse ved endring i batteristørrelse på Fedje.....	68
Tabell 4. Sammendrag samfunnsøkonomisk lønnsomhet mikronett 1.	87
Tabell 5. Sammendrag samfunnsøkonomisk lønnsomhet mikronett 2.	88
Tabell 6. Sammendrag samfunnsøkonomisk lønnsomhet mikronett 3.	89
Tabell 7 Kraftavtale privat, investeringskalkyle Fedje.	XXVIII
Tabell 8. Kraftavtale bedrift, investeringskalkyle Fedje.	XXVIII
Tabell 9. Nettleieavtale privat, investeringskalkyle Fedje.	XXVIII
Tabell 10. Nettleieavtale bedrift, investeringskalkyle Fedje.....	XXVIII
Tabell 11. Detaljert oppsetting av nettleie til investeringskalkylen	XXIX
Tabell 12. Beregning av kraftkjøp før diskontering.	XXX
Tabell 13. Detaljert oppsetting anslag utvikling DER-priser	XXXI
Tabell 14. Driftskostnader for distribusjonsnett fra Sandøy Energi AS.....	XXXI
Tabell 15. Investeringskalkyle Fedje.....	XXXII
Tabell 16. Detaljert oppsetting av kontantstrøm for Fedje.....	XXXIII

1. Innledning

1.1 Bakgrunn

Tradisjonelt har elektrisitetsproduksjon vært sentralisert rundt termiske kraftverk og store damanlegg for så å bli distribuert ut til forbrukerne via kraftnettet. Prisutviklingen på fornybare energiresurser de senere årene har gjort dem mer tilgjengelige. Med økt utbredelse av fornybare energiresurser som sol og vind trenger ikke produksjonen lenger være sentralisert. I tillegg har det vist seg å være tidkrevende å gjøre energimiksen mer klimavennlig med den sentraliserte modellen. EU-kommisjonen (2016a) ønsker å legge til rette for desentralisert produksjon, blant annet gjennom mikronett. Samtidig står det norske kraftnettet foran betydelige fornyelsesbehov i årene som kommer. Det er ventet samlede investeringer på om lag 140 milliarder kroner som vist i figur 1 under (NVE, 2016a).

Med dette som bakgrunn har Energi Norge satt i gang prosjektet «Fremtidens Nett». Prosjektet skal bidra til kompetanseheving blant medlemmene om hvordan fremtidens nett vil kunne se ut og implikasjonene av dette for selskapene. Dette prosjektet er i tillegg ment å danne grunnlaget for innspill til NVE sitt overordnede prosjekt «Forum for Fremtidens Nett». Denne oppgaven tar for seg mikronett som en måte å løse noen av de utfordringene og mulighetene som ligger i det norske kraftsystemet med dagens teknologi og regulering.



Figur 1: Historiske og forventede investeringer i det norske kraftnettet fra 2006 til 2026 basert på hva DSO-aktører og TSO Statnett har meldt inn.¹ 2017 og ut er prognoseverdier.

¹ Forenklingen til to aktører er basert på at DSO her inkluderer investeringer i høyspent distribusjonsnett, lavspent distribusjonsnett, AMS og regionalnett. TSO er investeringer i transmisjonsnett og utenlandskabler. Tallene er oppgitt fra NVE våren 2018 og er en del av pågående utredningsarbeid for rapporten Status og Prognoser kraftsystemet 2018.

1.2 Tema og problemstilling

Internasjonal forskning på mikronett er dominert av forskning på tekniske utfordringer som følger ved integrasjon av mange mindre energikilder i nettet og interaksjon opp mot nettet for øvrig i tilkoblede mikronett. Forskningen tar også for seg modellering av automatisert styring og kontroll. Videre finnes det forskning på organisatoriske og sosiale utfordringer ved mikronett. Fordeler knyttet til lavere klimautslipp er i stor grad knyttet opp mot forskning på DG. For utfordringer knyttet til norske forhold og regulering finnes det svært lite eller ingen publisert forskning utover det som går på rent tekniske aspekter. Dette søker denne oppgaven å gjøre noe med.

Innledende vil det være avgjørende både for denne oppgaven og for videre forskning at det eksisterer en tydelig og tilstrekkelig uttømmende definisjon av mikronett. Det samme gjelder også for særnorske forhold. For å utdype dette og videre forklare hvordan mikronett som fenomen fungerer, bør det etableres en dypere forståelse av de underliggende mekanismene for hvorfor man velger mikronett i utgangspunktet, hvilke drivere som har gjort mikronett til et mer aktuelt alternativ og tilstøtende utfordringer.

Med bakgrunn i overnevnte er problemstillingen til oppgaven følgende:

Oppgaven skal forklare hva mikronett er, og kartlegge status for mikronett i Norge. Videre skal vi identifisere verdien av mikronett i Norge og om reguleringen må tilpasses for å øke strømmnettets nytte.

Mikronett er et nytt felt innen forskningen og da særlig i Norge. Det finnes lite eller ingen data som kan gi entydige empiriske svar siden mikronett ikke er utbredt i Norge i dag. Gjennom et eksplorerende forskningsdesign kan vi derimot svare på overnevnte problemstillinger før vi illustrerer dokumenterte utfordringer og muligheter gjennom gjeldende forvaltningspraksis og en etableringsmulighet på Fedje i Hordaland. Anslag på samfunnsøkonomisk nytte følger til slutt.

1.3 Avgrensninger

Oppgaven har en bred problemstilling som begrenses av at vi, med unntak av casegjennomgangen og EU-reguleringen, kun forholder oss til Norge. Videre utforsker vi hva mikronett er, hvordan det virker som konsept og hvordan det vil passe inn i det norske kraftsystemet og tilhørende regulering. Vi går ikke i detalj på lokale energiløsninger som har til hensikt å opprettholde forsyningssikkerhet ved for eksempel sykehus og annen kritisk samfunnsinfrastruktur. Videre kan det være tekniske utfordringer ved mikronett som ikke er diskutert i detalj siden dette ikke vil være hensiktsmessig i en oppgave som fokuserer på økonomiske mekanismer og incentiv. I tillegg er det ikke drøftet i detalj hvordan salg av kraft inn og ut i nettet fra mikronett og tilhørende reguleringsutfordringer vil påvirke mikronett i det norske kraftsystemet.

1.4 Oppgavens oppbygning

Oppgaven er inndelt i ti kapitler der det første er innledningen. I kapittel to går vi nærmere inn på hva et mikronett er og søker å utdype dette ved å se på definisjoner, typer og utforminger av mikronett. Kapittel tre handler om hvordan kraftsystemet er oppbygd i Norge i dag, med fokus på den økonomiske strukturen. I kapittel fire gjennomfører vi en litteraturstudie hvor vi først presenterer et oversiktlig bilde av litteraturen, før vi videre utdyper hvordan mikronett som konsept fungerer og drives frem i dag. Deretter presenterer vi flere case med ulike karakteristikk fra både Norge og utlandet, før vi avslutningsvis vil vi gjennomgå metoden som ligger til grunn for drøftingen i kapittel sju. I kapittel fem forklarer vi gjeldende regulering, både direkte og indirekte, i Norge og EU. I kapittel seks gjennomgår gjeldende forvaltningspraksis ved et tilfelle i Nordland og en investeringsanalyse der vi ser på mikronett som et utbyggingsalternativ på Fedje i Hordaland. Kapittel syv vil ta for seg en diskusjon av utfordringer knyttet til gjeldende regulering, før vi drøfter de samfunnsøkonomiske kostnad- og nytteverdiene ved mikronett. I kapittel åtte vil vi konkludere, før vi i kapittel ni foreslår videre forskning. I kapittel ti finner man referansegrunnlaget for oppgaven.

2. Hva er et mikronett?

2.1 Distribuerte energiresurser - DER

En forutsetning for mikronett er tilgang på distribuerte energiresurser, «distributed energy resources», heretter DER. DER er av NERC (2017), «North American Electric Reliability Corporation», definert som: «Alle ressurser i et distribusjonssystem som produserer elektrisitet». Dette i motsetning til den sentraliserte energiproduksjonen i det konvensjonelle nettet hvor energiproduksjonen kan kobles mot transmisjonsnettet og transporteres over store avstander. DER i et mikronett kan være både generatorer og lagring hvor energien kan være i form av elektrisitet eller varme (Lasseter, et al., 2002). Eksempler på generatorer kan være solpaneler, vindmøller eller dieselaggregat. Generatorene kan følgelig drives av både fossile og fornybare energikilder (Romankiewicz, et al., 2013). I et mikronett inngår det normalt flere DER. Bruk av DER til å forsyne husstander utenfor nettet har også lenge vært praksis i Norge. NVE drøfter for eksempel muligheter og utfordringer knyttet til DER som et virkemiddel til å innfri leveringsplikten tilbake til 1998 (Hofstad, 1998). Distribuert generering, DG, inngår som en viktig del av DER. DG blir av Ackermann et al. (2001) definert som: «En kilde til elektrisitetsproduksjon koblet direkte på distribusjonsnettet». Batteri er for eksempel ikke DG, men en DER. Definisjonen støttes av Pepermans et al. (2005) samtidig som de peker på svakheter ved å utelukke krav til teknologi og kapasitet.

2.2 Definisjon av mikronett

Ulike bransjeorganisasjoner og myndigheter bruker i dag ulike definisjoner på hva et mikronett er. Felles for definisjonene er at det er mikronettets egenskaper med distribuerte energikilder, sammen med type tilknytning til det øvrige nettet som står sentralt. De to definisjonene som gjør seg gjeldende hos de fleste som publiserer på emnet i dag, kommer fra CIGRÉ og det Amerikanske Energidepartementet. CIGRÉ (Conseil International des Grands Réseaux Électriques), som er en internasjonal NGO av eksperter på energisystemer, definerer mikronett i sin 6.22 WG som «Mikronett er elektriske distribusjonssystemer som innehar laster og distribuerte energiresurser (som generatorer, lagringsenheter eller kontrollerbare laster) som kan kontrolleres koordinert sammen med eller uten tilknytning til hovednettet». (Romankiewicz, et al., 2013). Det Amerikanske Energidepartementet har i sitt mikronett initiativ definert mikronett tilsvarende som «En gruppe sammenkoblede laster og distribuerte

energiressurser innenfor et definert elektrisk avgrenset område som opererer som en kontrollerbar enhet ved siden av hovednettet. Et mikronett kan operere både tilknyttet hovednettet og i øy-drift.” (Ton og Smith, 2012). NERC definerer mikronett i sin standard IEEE P1547 også utover det ovennevnte som at mikronett har flere DER bak kundens meter, og slår fast at mikronett størrelsesforhold inneholder alt fra smarthus alene og oppover til eksempel industriparken eller universitetscampus (Basso og Deblasio, 2004). I Norge er det allerede etablert et regelverk for smarthus med DER, kalt plusskunder. NVE (2017a) definerer plusskunder som:

Sluttbruker med forbruk og produksjon bak tilknytningspunkt, hvor innmatet effekt i tilknytningspunktet ikke på noe tidspunkt overstiger 100 kW. En plusskunde kan ikke ha konsesjonspliktig anlegg bak eget tilknytningspunkt eller omsetning bak tilknytningspunktet som krever omsetningskonsesjon.

Videre vil det med bakgrunn i at mikronett skiller seg fra plusskunder gjennom å inneha et distribusjonsnett, være hensiktsmessig å holde plusskunder utenfor definisjonen av mikronett for norske bruksformål.

Definisjonen fra det EU-finansierte mikronett prosjektet COSSMic inkluderer også hvorvidt områdekonsesjonær har påvirkning og kontroll over mikronettet. De skriver «(...) selv om nettet kan være tilkoblet hovednettet, for eksempel med en smart måler, vil mikronettet normalt være utenfor områdekonsesjonærens kontroll». Med dette menes at områdekonsesjonæren ikke kan direkte påvirke eller styre hvordan mikronettet skal generere elektrisitet, planlegge lagring og forbruk, eller uttak fra hovednettet (Hallsteinsen, 2017).

Mikronett i denne oppgaven vil som følge av definisjonene drøftet i 2.2 være definert som:

En gruppe med laster og distribuerte energiressurser som står sammen som en kontrollerbar gruppe med en klar avgrensning til nettet for øvrig og kan ha muligheten til å koble seg til og fra nettet for å operere sammen med nettet og i øydrift. Det varierer i størrelse fra, men inkluderer ikke, smarte plusshus til større system som kan omfatte flere husstander, industriområde eller øysamfunn. Tross mulig tilkobling til nettet er virksomheten på mikronettet normalt utenfor områdekonsesjonærens kontroll.

Avslutningsvis kan det være hensiktsmessig å understreke at mikronett hverken er ensbetydende med fornybar energi eller er et miljøtiltak i seg selv. Tradisjonelt sett er

dieselaggregat benyttet i mikronett, for eksempel på øya Kodiak i Alaska (Velazquez, 2017). Tilsvarende kan samfunnskritiske institusjoner også i Norge ha DER, og ha muligheten til å drive i øydrift i tråd med definisjonen over til å kunne betegnes som et mikronett.

2.3 Typer mikronett

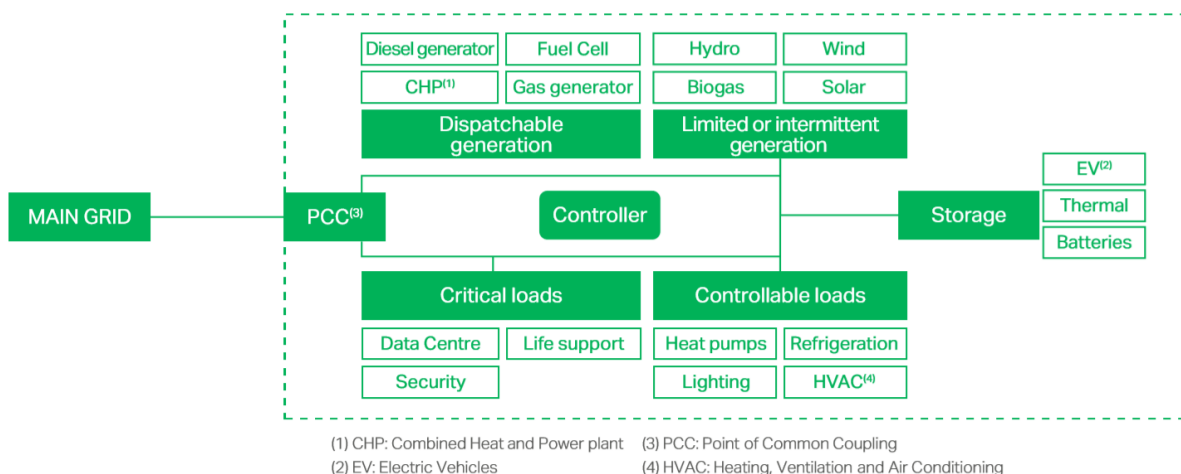
Det finnes ulike typer mikronett. En viktig inndeling er nettilknyttede mikronett og mikronett i øydrift (Ye, et al., 2005). Nettilknyttede mikronett har en kobling mot nettet, men det er ikke ensbetydende med at de må benytte nettet. Nettilknyttede mikronett kan ha over 100 prosent selvforsyningsgrad, og selge overskuddskraft inn på nettet. De kan også bruke nettet som en form for reservekapasitet hvor de henter ut elektrisitet når produksjonen er mindre enn forbruket og tilgjengelig reservekraft, og motsatt. Isolerte mikronett er mikronett som driver i såkalt øydrift. Dette er i all hovedsak en nedskalert versjon av nettet for øvrig. Det isolerte mikronettet trenger utstyr for å regulere spenning når det oppstår forstyrrelser eller når lastene endrer seg.

Det er en rekke mer eller mindre overlappende begrep tilknyttet mikronett, blant annet basert på hvordan mikronettet er organisert. Desentraliserte energisystemer (DES) brukes noen ganger. Dette er DER satt inn i et system hvor det interagerer med samfunnet ellers (Adil og Ko, 2016). Videre er det eksempler i litteraturen som skiller mellom smarte mikronett og mikronett (Alvial-Palavicino, et al., 2011). Hovedsakelig består dette i at smarte mikronett tar i bruk informasjonsteknologi på en mer integrert måte. EU bruker begrepene lokalt energisamfunn og fornybart energisamfunn i henholdsvis det reviderte elmarkedsdirektivet (EU-kommisjonen, 2016a) og forslaget til nytt fornybardirektiv (EU-kommisjonen, 2016b). Disse må forstås som en undergruppe av mikronett, hvor man begrenser hvem som kan være med og hvilke DG-teknologier som kan brukes. Dette vil bli diskutert mer i detalj i kapittel 5.3. Videre bruker NVE begrepet lokale energiløsninger, som i stor grad tilsvarer DER som vist i kapittel 2.1 (Hofstad, 1998). En annen inndeling av mikronett er etter mikronettets formål. Det kan være mikronett for anleggsområder med særskilte behov til energiforsyning og forsyningssikkerhet. Dette har historisk vært særlig aktuelt for militære anlegg og sykehus hvor forsyningssikkerhet kan være avgjørende for liv og helse (Ye, et al., 2005). Energiforsyning i denne typen mikronett har tradisjonelt vært basert på fossile brensler.

2.4 Utforming av mikronett

Figur 2 viser prinsipielt hvordan et mikronett settes opp. Et mikronett er en samling av distribuerte energiresurser. I figur 2 ser vi at dette kan være fleksible generatorer, begrensede eller periodiske generatorer og energilagere. Fleksible generatorer er gjerne drevet på fossilt brennstoff. Metoder med brenselceller og hydrogen kan være et ikke-fossilt alternativ. Fornybare energikilder betegnes her som begrenset eller periodisk energigenerering. Solpaneler er et eksempel all den tid man er avhengig av at solen skinner for å generere energi. Tilsvarende for vindkraft og vind. Hvorvidt vannkraft gjennom småkraftverk vil være fleksibel eller periodisk, vil avhenge av utforming med magasin og tilgang på vannressurser. Batteriløsninger kan være moderne litium batterier designet for mikronett, eller koblet til gjennom elbil. Videre kan energien lagres som varme. Energilagring basert på teknologi med svinghjul er også tilgjengelig for mikronett (Velazquez, 2017).

Sentralt i definisjonene under 2.2 er at mikronett skal fremstå som en kontrollerbar enhet. Selv om figur 2 kun er en prinsipiell skisse og ikke tar hensyn til at et mikronett kan bestå av svært mange laster og distribuerte energiresurser, illustrerer figuren den mulige kompleksiteten i et mikronett. Sentralt i et mikronett er derfor et energistyringssystem (controller) som styrer de ulike komponentene i mikronettet og optimaliserer bruken. Om mikronettet er tilknyttet til det ordinære strømmettet, inngår også et koblingspunkt til dette, et «Point of Common Coupling» (PCC) (Nikos et al, 2007).



Figur 2: Utforming av mikronett og tilhørende komponenter (WBCSD, 2017).

2.5 Virtuelle mikronett

Virtuelle mikronett, ofte forkortet «vgrids» eller «VMG», inkluderer distribuerte energiresurser som er plassert over flere lokasjoner og som ved hjelp av informasjonsteknologi kobles sammen, agerer og reguleres som et mikronett (Lyberopoulos, et al., 2015). Virtuelle mikronett er fremmet flere steder i litteraturen, men det finnes få eksempler i virkeligheten (Berkeley Lab, 2018a). Virtuelle mikronett fremstår derfor i dag mer som et teoretisk konstrukt enn som en løsning i bruk. Et unntak fra dette er tyske SonnenCommunity (Thorud, 2016).

Virtuelle mikronett bryter med definisjonene under 2.2 når det gjelder tydelige elektriske avgrensninger til nettet for øvrig, og kan derfor ikke defineres som et mikronett alene. Likefullt kan en virtuell implementering av mikronett som konsept være aktuell for reguleringsformål med bakgrunn i dagens regulering. Dagens regulering av det norske kraftmarkedet er basert på flere virtuelle konstrukt som ikke nødvendigvis har faktiske fysiske sammenhenger. For eksempel kan retten til fritt leverandørvalg bryte med den fysiske virkeligheten når en konsument i Agder velger sin kraft levert fra en kraftleverandør og kraftprodusent lokalisert i Finnmark. Tilsvarende for NVEs varedeklarasjon på kraft solgt uten opprinnelsesgaranti, som viser at energimiksen i Norge i 2017 bestod av 64 prosent fossil kraft, 21 prosent atomkraft, mens kun de resterende 14 prosentene var fornybar kraft. Norsk kraftproduksjon i samme periode var 96 prosent alene fra vannkraft (NVE, 2017b).

2.6 Mikronett og størrelse

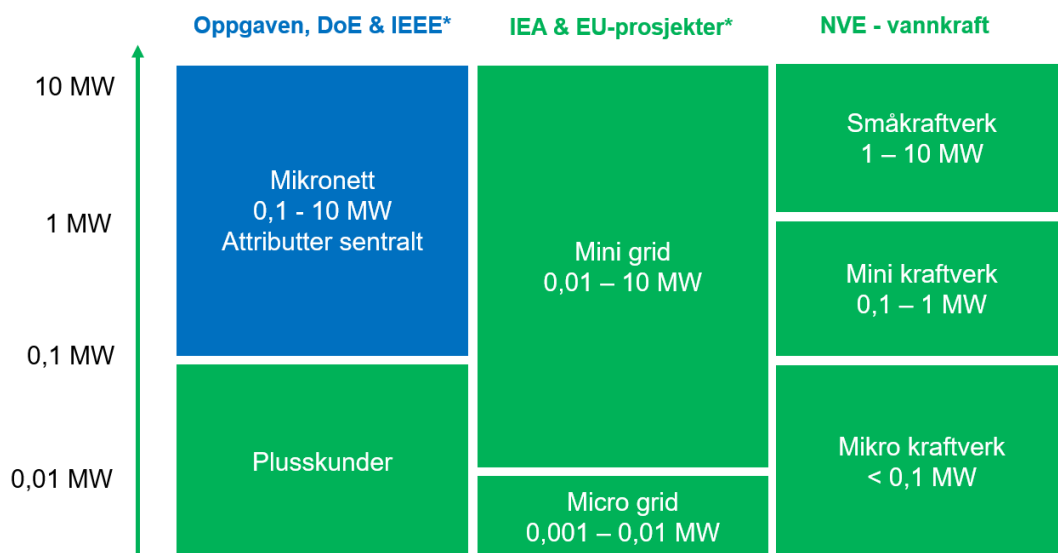
Definisjonene over er tydelige på hva som inngår av sentrale attributter i et mikronett og har ikke et klart mål på hva som definerer maksimalt last eller produksjon. Likefullt er det i dagens litteratur ikke en konsekvent tilnærming til attributter alene. Både Det Internasjonale Energibyrådet, heretter IEA, og EU-finansierte prosjekter oppgir konkrete størrelser på hva de mener inngår i definisjonen mikronett. Flere av de større utredningene knyttet til mikronett fra IEA eller EU-finansierte prosjekter omhandler utviklingsarbeid. De relaterte størrelsene reflekterer også dette.

IEA (2017a) opererer både med mikronett og mininett (minigrids) i sin World Energy Access Outlook. Her er mikronett definert som systemer i henhold til overnevnte attributter med en installert effekt på maks 0,01 MWp eller 10 kWp. I Norge vil en slik størrelsesbegrensning

utelukke mikronett som løsning for selv de fleste enkelthusstander. Undersøkelser fra SSB (2016) viser at norske husstander i snitt bruker 23.300 kWh i løpet av et år. En avgrensning på 10 kWp tilsvarer et toppforbruk på omlag fire ganger årlig snittforbruk for en gjennomsnittlig husstand. For norske forhold vil det være rimelig å anta at maksimalt uttak ligger over dette.

Videre er mininett definert med de samme attributter som mikronett (Franz, et al., 2014). Størrelsen på mininett er satt til 0,01 MWp til 10 MWp. Mininett er tiltenkt samme bruksområde som mikronett, men for tilsvarende større oppgaver. For alle praktiske formål vil derfor det som internasjonalt går under mininett-definisjonen være det vi kaller mikronett. Det er ingen konsekvent begrepsbruk på dette i dagens litteratur samlet.

I Det Amerikanske Energidepartementet sitt mikronett initiativ blir størrelsen for mikronett omtalt i måltallene for 2020. Her er mikronett definert som opptil 10 MW (Ton og Smith, 2012). Den internasjonale organisasjonen IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) fra USA har etablert en standard P 1547 hvor de setter 10 mega voltampere som øvre grense ved PCC (Basso og Deblasio, 2004). VA, voltampere, er en teoretisk tilnærming til effekt, og vil i praksis normalt være lik, eller ligge under 10 MW effekt for det aktuelle mikronettet (Hofstad, 2017).



Figur 3: Ulik tilnærming til størrelse av mikronett og tilhørende prefiks plassert etter effekt i en logaritmisk skala.²

² *IEEE oppgir 10 MVA. *Med EU-prosjekter henvises det til EU Energy Initiative Partnership Dialogue Facility (EUEI PDF).

NVE (2010) har definert tilsvarende bruk av prefiks for regulering av mindre vannkraftverk omtalt under samlebetegnelsen Småkraft. Her er mikro benyttet som prefiks på vannkraftverk med størrelse under 0,1 MW installert effekt. Tilsvarende er mini for 0,1 MW til 1 MW mens Småkraftverk går opp til 10 MW. Sammenligningen med NVE sin avgrensning er nyttig siden den viser hva regulator mener er den beste inndelingen etter norske forhold i dagens marked for utbygging av mindre kraftressurser i gjeldende reguleringsmodell. Figur 3 viser hvor ulik bruken av begrep og tilhørende størrelser er i litteraturen og reguleringen i 2018.

Oppgaven vil med bakgrunn i 2.6 forholde seg til mikronett som en enhet med større enn 100 kWp og mindre enn 10 MWp ved PCC. Likevel er det attributtene som vil være avgjørende med tanke på hvordan mikronett påvirker og systemet for øvrig, og dette er følgelig blitt tillagt størst vekt.

3. Kraftsystemets oppbygning i Norge

3.1 Teknisk struktur

Elektrisitet er en vare med spesielle egenskaper. Den produseres vanligvis i store sentraliserte elektrisitetsgeneratorer før den blir transportert gjennom kraftnettet frem til sluttbrukeren (Ottesen, 2017). Elektrisitet er en vare, som på lik linje med de fleste andre varer, har kapasitetsbegrensninger, men i motsetning til de fleste andre varer kan det ikke oppstå kø. Elektrisitet må altså konsumeres i det den blir produsert (Statnett, 2018). På grunn av dette er kraftsystemet designet for å tåle en topplast. Det er en makskapasitet som ikke kan overskrides, og om denne overskrides, vil det føre til overoppheting og potensiell skade på elektriske apparater. I Norge er frekvensen i kraftnettet 50 Hz. Hvis det blir ubalanse mellom produksjon og forbruk, vil frekvensen avvike fra 50 Hz. Da vil det bli ustabilitet i systemet og strømbrudd med potensielt store negative konsekvenser for samfunnet (Ottesen, 2017). En annen viktig egenskap ved elektrisitet er at man ikke kan skille ulike kraftleveranser fra hverandre. Dette har implikasjoner for hvordan kraftmarkedet er organisert (OED, 2017a).

Kraftnettet i Norge er opprinnelig bygd opp i tre nivåer, men disse anses i dag som to nivåer. Grunnen til dette er det tredje elmarkedsdirektivet, der Olje og Energidepartementet, OED, tilpasser de norske definisjonene til EU sine definisjoner (Stortinget, 2016). De gamle benevnelsene brukes fortsatt i noen grad i praksis. Det øverste nivået er transmisjonsnettet, tidligere kalt sentralnettet. Dette nettet er eid og driftet av Statnett (NVE, 2017c). Funksjonen til transmisjonsnettet er å forbinde produsenter og forbrukere fra ulike deler av landet med hverandre. Denne delen av kraftnettet i Norge har stor overføringskapasitet og forbinder Norge med utlandet. Transmisjonsnettet består av ledninger med 420, 320 og 132 kV spenning. Videre er det transmisjonssystemoperatøren (TSO) sitt ansvar å opprettholde en jevn frekvens i nettet (Ottesen, 2017). I Norge er dette Statnett.

Det nederste nivået består av det som før het regional- og distribusjonsnettet, nå bare kalt distribusjonsnettet (NVE, 2017c). Det gamle distribusjonsnettet skulle føre kraften ut til forbrukerne innenfor områder der det enkelte selskap hadde konsesjon. Regionalnettet skulle binde dette nettet sammen med transmisjonsnettet. Disse to tidligere nettnivåene omtales nå som distribusjonsnettet. Denne delen av nettet har overføringer med alt fra 132 kV til 230 V. Sistnevnte er den spenningen som elektrisiteten leveres ut til vanlige husholdninger. Distribusjonsnettet eies av distribusjonsnettsystemoperatørene (DSO). Det er totalt 125 DSO

i Norge. Distribusjonsnettet i Norge er inndelt i geografiske områder, og i hvert område er det en områdekonesjonær (NVE, 2017c). En distribusjonssystemoperatør er følgelig også en områdekonesjonær. Alle anlegg til fordeling og spredning av elektrisitet under 22 kV kan områdekonesjonæren bygge og drive innenfor rammen av konsesjonen i sitt område. Dette inkluderer ikke ledninger fra et tilknytningspunkt i nettet til et kraftverk. Produksjonsanlegg og anlegg større enn 22 kV er det NVE som behandler.

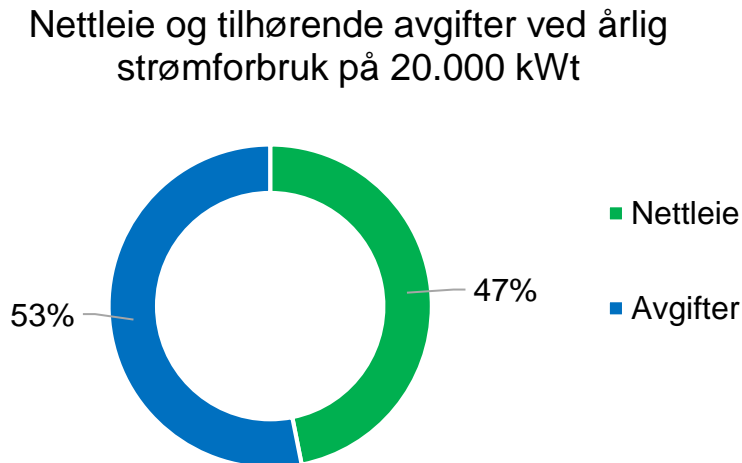
3.2 Økonomisk struktur

3.2.1 TSO og DSO

Det norske kraftnettet har flere aktører som sørger for at kraftsystemet opererer samfunnsmessig rasjonelt og sikkert. TSO og DSO sørger for at transporten av elektrisitet fra produsent til konsument gjennomføres på en god måte (Ottesen, 2017). Dette innebærer blant annet overbelastningsstyring, der en forsøker å hindre at effekten overgår topplasten, samt spenningsregulering. Transmisjonssystemoperatøren Statnett er ansvarlig for å utvikle og operere transmisjonsnettet. Videre sørger TSO for at frekvensen i nettet holder seg innenfor beltet mellom 49,9 Hz og 50,1 Hz (Statnett, 2018). DSO sine oppgaver er å levere elektrisiteten frem til forbrukerne (Ottesen, 2017). TSO og DSO ble tidlig på 1990-tallet underlagt monopolregulering. I dag er konsumentene pålagt å betale nettleie til den DSO som de er tilknyttet til i nettet. Salget av elektrisitet er derimot konkurranseutsatt, der alle konsumenter fritt kan velge strømleverandør. Strømleverandøren kan kjøpe elektrisiteten på børsen for elektrisitet, Nord Pool (2017), eller så kan de kjøpe den direkte fra kraftprodusenten, også kalt OTC eller «over the counter» (Ottesen, 2017).

Nettleien bestemmes ut i fra en inntektsramme gitt av NVE (NVE, 2018a). Selskapene må følge visse kriterier i utformingen av disse tariffene (OED, 2017b). Tariffene må være objektive og ikke-diskriminerende. Utformingen skal gjøres basert på relevante nettforhold og skal i størst mulig grad gi langsiktige signaler om effektiv utnyttelse av nettet. Noen viktige trekk i utformingen av tariffen er å belaste kundene et energiledd for marginaltaptet fra transport av elektrisitet og et fastledd for å dekke administrasjonskostnader og kundekostnader. Noen kunder har effektavregning, men i dag er det ingen gjennomgående måte å utforme nettleietariffer i bransjen.

I praksis har nettselskapene stor frihet til å velge sin egen utforming, og noen velger å ha større energiledd enn marginaltapet. For eksempel har Hafslund Nett et fastledd på 82,5 kr per måned og 47,70 øre per kWt som energiledd (Hafslund nett, 2018). Eidsiva nett har derimot et fastledd på minimum 3538 kr per år og et energiledd på 30,73 øre kWt for vinteren og 29,48 øre per kWt for sommeren (Eidsiva Nett AS, 2018). Fastleddet til Eidsiva Nett avhenger også av hvor stor sikring hver enkelt kunde har, og øker med størrelsen på sikringen. Disse to eksemplene illustrerer på en god måte hvor forskjellig nettselskapene kan legge opp tariffene i praksis. Innbakt i nettleien er flere offentlige avgifter (BKK Nett, 2018). Figur 4 illustrerer dette godt. Av den totale nettleien for en husholdning på 20 000 kWt går 53 prosent til staten mens 47 prosent til drift, vedlikehold og utbygging av kraftnettet. Staten sine avgifter består av en lovpålagt innbetaling til ENOVA sitt energifond på et øre per kWt, forbruksavgift på 16,58 øre per kWt samt 25 prosent merverdiavgift. Det er også store regionale forskjeller mellom fylkene (NVE, 2017d). Finnmark har den laveste nettleien med 38,6 øre per kWt, mens Sogn og Fjordane har den høyeste med 72,25 øre per kWt. En av grunnene til dette er at Nordland, Troms og Finnmark er unntatt fra merverdiavgift på strøm og at Nord-Troms og Finnmark er fritatt for forbruksavgiften.



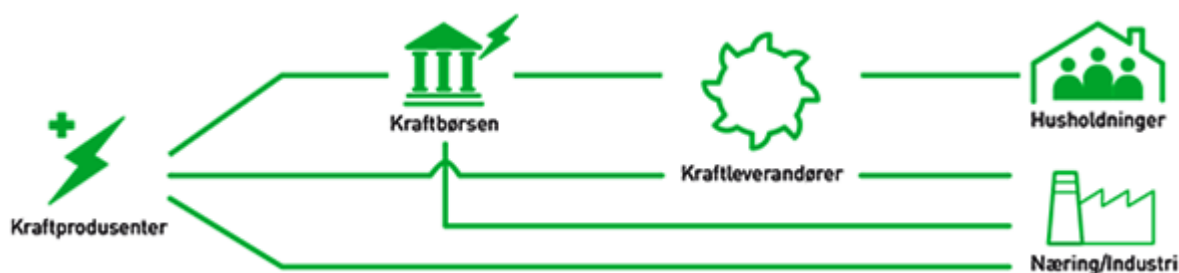
Figur 4: Fordeling av nettleie til drift, vedlikehold og investering av nettet og tilhørende avgifter. Prosent av total nettleie (BKK Nett, 2018).

Produsenter betaler en fast tariff som er lik for alle produsenter. Produsenter må betale to tariffier for å få lov til å mate inn elektrisitet på nettet (NVE, 2015a). Et energiledd som regnes ut per produsent med et tak på 1,2 øre kWt (OED, 2017b). De betaler også et andre tariffledd. Energileddet skal også her reflektere det marginale tapet i nettet som følge av transporten av kraften, men siden det regnes ut individuelt kan det være positivt, slik at produsenten får betalt

for å sende kraft inn på nettet (NVE, 2015a). Det andre leddet er uavhengig av kraftinnmatingen og avregnes på bakgrunn av den normale produksjonen over ti år. For kraftverk under 1 MW er det 30 prosent av installert effekt multiplisert med 5000 timer. Plusskunder som mater inn på nettet er fritatt innmatingstariff (NVE, 2017a).

3.2.2 Kraftmarkedet

Elektrisitet har som tidligere nevnt egenskapen at den ikke kan skille kraftleveranser fra hverandre. Nettselskapene holder derfor regnskap med hva en produsent har produsert og hvor mye en sluttbruker har tatt ut (OED, 2017a). Dette danner grunnlaget for hvor mye en produsent får utbetalt, og hvor mye en sluttbruker må betale. Under i figur 5 ser vi de sentrale aktørene, og hvordan de interagerer med hverandre. Kraftmarkedet kan deles opp i to markeder med engrosmarkedet og sluttbrukermarkedet.



Figur 5: Prinsipiell skisse av hvordan det norske kraftmarkedet fungerer. (OED, 2018).

Engrosmarkedet består av kraftprodusenter, meglere, kraftleverandører og store industrikunder. Her handles det ofte store volum. I sluttbrukermarkedet handler kraftleverandørene på vegne av mange mindre privat- og bedriftskunder. En som kjøper kraft til eget forbruk regnes som sluttbruker. I engrosmarkedet er det ulike typer markeder. Day-aheadmarkedet er det viktigste av markedene for handel av elektrisitet. Her handles fysiske kontrakter for levering av elektrisitet time for time for neste døgn. Prisene på kraftbørsen er koblet til resten av Europa gjennom implisitt auksjon. Det vil si at leverandører byr på overføringskapasitet, samtidig som de byr på norsk elektrisitet. Det europeiske kraftsystemet vil således påvirke det norske kraftsystemet. Eierskapet til det norske kraftmarkedet er dominert av offentlig eierskap. Staten, kommunene eller fylkene eier rundt 90 prosent av produksjonskapasiteten og de fleste nettselskapene har offentlig eierskap. Transmisjonsnettet er også ca. 90 prosent statlig eid gjennom Statnett (OED, 2017c).

Hvis noen ikke klarer å levere kraft på grunn av driftsutfordringer eller liknende som man ikke visste om dagen før, kan man sikre at markedet klarer i intradagmarkedet (OED, 2017a). Her kan man handle helt fra auksjonen i «day-ahead» markedet stenger, til en time før forbrukstidspunktet. Hvis det oppstår ubalanser som ikke håndteres i disse markedene er det systemansvarlig, altså Statnett, som sørger for at frekvensen holdes på 50 Hz. Statnett har tre nivåer av balanserreserver. Det øverste er primærreservene. Disse kan kobles inn umiddelbart. Hvis ubalansen varer lenger enn et par minutter, kobles sekundærreservene inn. Det siste nivået er tertiærreserven. Denne må kobles inn manuelt, og aktiveringstiden er på 15 minutter. Statnett har et marked for alle disse tre reservene kalt Regulerkraftopsjonsmarkedet. Her handles regulerkraft, men man kan også tilby regulerkraft uten å gå via regulerkraftopsjonsmarkedet.

Elektrisitet er som tidligere nevnt et homogent produkt. Så det eneste som gjør at prisen ut til sluttbrukerne varierer, er eventuelle påslag kraftleverandørene har. Typiske kontrakter er fastpris, variabelpris og markedspris med påslag (OED, 2017a). Fastpris er en sikret pris der en betaler risikotillegget, mens markedspris har minst sikring. Med de nye AMS-målerne kan det oppstå nye kontraktsformer.

4. Litteraturstudie og metode

I litteraturgjennomgangen i kapittel 4.1 går vi gjennom noe av det som er publisert av relevant litteratur for mikronett. I kapittel 4.1.1 til 4.1.7 utdyper vi videre de sentrale punktene for hvordan mikronett virker, utvikles og påvirker ulike interessenter. Dette gjelder nåværende motivasjon for å velge mikronett, hva som driver utviklingen for mikronett som en mer relevant løsning, og hvordan lønnsomhetsvurderinger for mikronett er særegne. Videre belyser vi hvordan effektbasert tariffing kan påvirke mikronett, virkninger knyttet til beslutningsnøytralitet, gjennomgang av fenomenet grid defection samt organiseringsmuligheter for mikronett. Dette gjør vi ved å utdype bakenforliggende økonomiske mekanismer ved hjelp av publisert litteratur, og rapporter fra bransjen og myndighetene. Utover dette vil vi i kapittel 4.2 og 4.3 gå gjennom noen utvalgte eksempler på planlagte, eksisterende eller tidligere mikronettprosjekter av ulik karakter. Dette gjør vi i en casegjennomgang. I kapittel 4.4 gjennomgår vi metode og rammeverk for samfunnsøkonomisk lønnsomhetsvurdering.

4.1 Litteraturgjennomgang

Desentraliserte energisystemer, DES i litteraturen, befinner seg i krysningspunktet mellom teknisk forskning og sosial forskning. Her møtes teknologi rundt lokale energiløsninger med sosiale strukturer, men denne nærheten gjenspeiles ikke i litteraturen (Adil og Ko, 2016).

Det finnes flere ulike grunner til at mikronett kan være en attraktiv løsning som elektrisitetsforsyning. Akorede et al. (2010) nevner at økt etablering av DER kan gi økt forsyningssikkerhet, reduserte kostnader i form av redusert oppgraderingsbehov for eksisterende nett sammen med lavere energiforbruk og miljøhensyn. De Brabandere et al. (2007) viser hvordan mikronett kan være en god teknisk løsning på integrasjon av DER. Veitch et al. (2013) diskuterer mikronett som verktøy for sikkerhet utover forsyningsformål. Motivasjon for å etablere mikronett kan derfor hovedsakelig omtales som økonomi, forsyningssikkerhet, sikkerhet og miljø.

En av de store utfordringene for en eventuell innføring av mikronett i Norge er hvordan dette skal organiseres. EU har en tilnærming som blir nærmere forklart i kapittel 5.3, men det finnes også andre tilnærminger. Watson (2004) skriver om ulike eierskapsmodeller og hvordan disse skal driftes. Sauter og Watson (2007) skriver om ulike strategier for å iverksette

mikroproduksjon og Curtius et al. (2012) skriver om generiske forretningsmodeller for smarte nett. Thorud (2016) skriver også om forretningsmodeller, men også fra et mer norsk perspektiv. Faiers og Neame (2006) skriver om kunders holdninger til solaranlegg, og er særlig opptatt av hva som skal til for at en skal nå ut til den tidlige majoriteten i Rogers (2003) diffusjonsmodell blant husholdningene. En annen viktig del av organiseringen av mikronett er interessenthåndtering og introduksjon av denne nye teknologien i lokalsamfunnet. Alviál-Palavicinon et al. (2011) har skrevet om hvordan dette kan gjøres i tre steg. Steg en, bygging av tillitt, steg to, ko-konstruksjon, og steg tre, sikring av bærekraft.

Det som driver utviklingen av mikronett er mye av det samme som driver utviklingen hos prosumenter generelt. Rickerson et al. (2014) tar for seg de viktigste driverne. Dette er hovedsakelig delt opp i teknologiske, holdningsmessige og økonomiske drivere. Soshinskaya et al. (2014) gjennomgår hvorfor utviklingen av mikronett ikke har kommet lengre selv om teknologien har eksistert en stund. De konkluderer med at kontroll- og sikkerhetsutfordringer knyttet til det å bytte mellom øydrift og nettdrift er mye av årsaken. Malhotra et al. (2016) går igjennom ulike batteriteknologier og deres bruksområder. Chen et al. (2011) går igjennom bruk mer spesifikt opp mot mikronett, og omhandler hvordan en optimaliserer lagring for høyest mulig nåverdi.

En ting mange frykter ved en storstilt utbygging av mikronett er grid defection. Kantamneni et al. (2016) utforsker hvor sannsynlig dette er under nordiske forhold. Rocky Mountain Institute (2014) har også gjort antakelser for verden for øvrig når det eventuelt vil bli lønnsomt å gå av nettet. En annen utfordring ved mikronett er hvordan dette skal integreres med nettet for øvrig. Karabiber et al. (2013) har utarbeidet en måte dette kan skje på rent teknisk. Zhang et al. (2014) har utviklet en markedsløsning for hvordan DSO kan løse kjøproblematikken som skapes ved produksjon på mikronettet.

Tariffens utforming er noe som potensielt kan påvirke utviklingen av mikronett. Bjerkan et al. (2015) beskriver hvordan en tariff tilpasset mikronett bør se ut. Molnes (2015) går også inn på hvordan en tariff bør utformes. Reiten et al. (2014) tar opp et annet viktig tema for mikronett. De tar opp fordeler og ulemper ved størrelse for nettselskaper. For innsikt i lønnsomhetsberegninger kan man lese rapporten fra Energy Efficiency Markets (2016). Videre har Akorede et al. (2010) identifisert tre strategier for optimal plassering av mikronett. Avslutningsvis har Mengelkamp (2018) et al. undersøkt hvorvidt blockchain teknologi kan brukes for å distribuere elektrisitet i et smart nett. Dette kan være en billig løsning for å

koordinere forbruk og produksjon i mikronett, samtidig som en bevarer beslutningsmakten lokalt.

4.1.1 Motivasjon for mikronett

Økonomi kan være en motivasjon til å velge mikronett. Om konvensjonell nettilknytning blir for dyrt, kan mikronett være en løsning til energiforsyning. Mikronett vil være aktuelt når DER kan produsere strøm billigere enn hva nettleverandøren kan tilby, enten over tid eller i perioder. Khalilpour og Vassallo, (2015) viser hvordan forbrukerne kan gå frem når de skal avgjøre hvorvidt det vil lønne seg med elektrisitet fra DG og hvilken størrelse på batteri som er hensiktsmessig. I norsk sammenheng kan kraftforsyning til bebyggelse på øy være et eksempel. Fornybare mikronett har stor andel kapitalkostnad, mens lokale energiløsninger basert på fossile brensler ofte har betydelige driftskostnader.

Forsyningssikkerheten i det norske nettet er svært god. NVE sin avbruddsstatistikk for 2016 viser at det var 0,09 promille langvarige brudd, målt i ikke-levert energi som andel av levert energi, som ikke var varslet og tilsvarende 0,0012 promille for ikke-varslede kortvarige brudd (NVE, 2017e). Like fullt kan forsyningssikkert være et problem i andre kraftmarked. Dette gjelder selv i vestlige land. USA og Canada opplevde et svært alvorlig strømavbrudd i 2003. Bruddet rammet store deler av Midtvesten og det nordøstlige USA, sammen med Ontario-området i Canada. Så mange som over 50 millioner mennesker kan ha blitt rammet (Wald, 2013). For enkelte tok det både dager og uker å komme på nettet igjen. Avbruddet satte i gang debatt om sikkerheten i det amerikanske strømmettet. Rocky Mountains Institute anslår at strømbrudd koster bedrifter i USA 150 milliarder USD hvert år (Rocky Mountain Institute, 2018). Det er mikronett sin evne til å drive i øydrift som gjør mikronett egnet til å styrke forsyningssikkerheten til brukeren i mikronettet. Følgelig kan pålitelighet for mikronett måles gjennom en rekke variabler foreslått av IEEE. Disse måler hovedsakelig pålitelighet i øydrift, som for eksempel antall suksessfulle øydrift-igangsettelse relatert til antall utfall på nettet og antall timer i øydrift mot totalt antall driftstimer (Shouxiang Wang, 2013).

Akorede et al. (2010) argumenterer for hvordan etablering av DER er et godt miljøtiltak. Dette først og fremst gjennom et kraftsystem med høyere energieffektivitet og reduserte utslipp ved elektrisitetsproduksjon. Et mer effektivt kraftsystem kommer av redusert energitap i produksjon av brensel til termiske kraftverk, reduserte utslipp ved forbrenning i termiske

kraftverk og lavere transporttap over sentralnettet. Videre vil det være en miljømessig gevinst at DER krever mindre inngrep i naturen enn sentralisert produksjon med tilhørende infrastruktur (Akorede, et al., 2010).

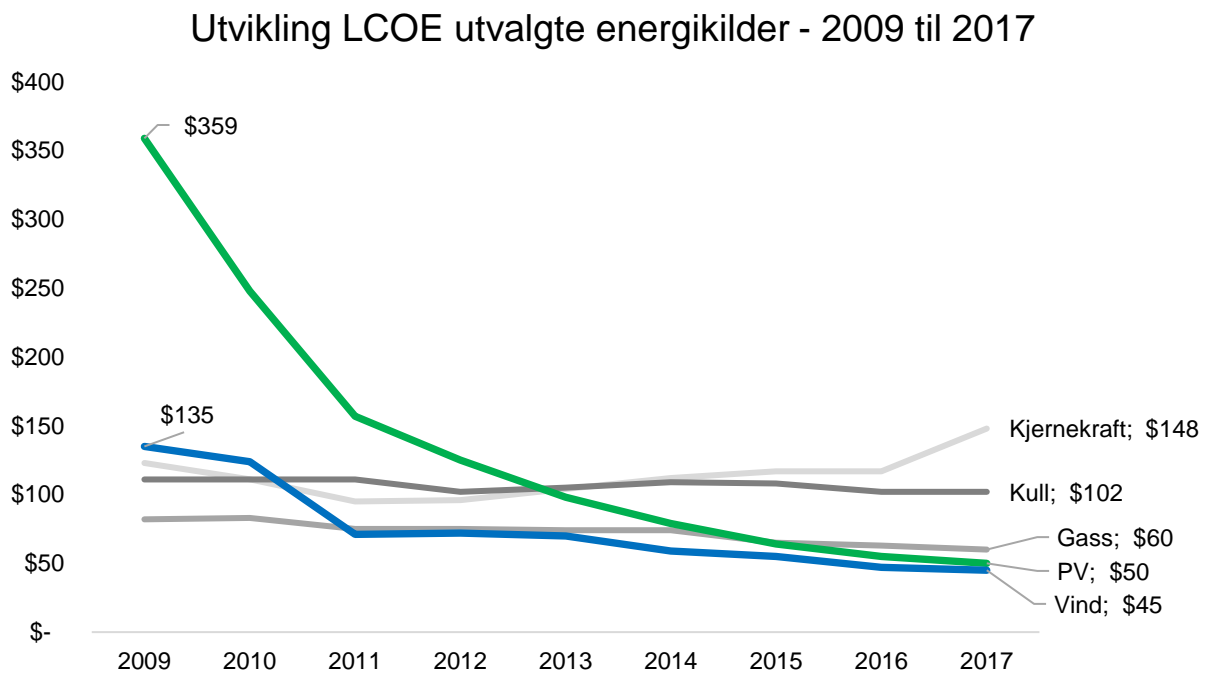
Med henblikk til forbedret sikkerhet har Sandia National Laboratories, en privat finansiert leverandør av FoU til US DoE, utviklet et rammeverk for hvordan man kan bruke mikronett til å svare på trusler på nettet, og opprettholde drift av samfunnskritiske ressurser. I denne sammenhengen er det særlig tiltenkt det amerikanske forsvaret (Veitch, et al., 2013). De argumenterer for at ved å dele distribusjonsnettet ved de aktuelle anleggene inn flere mikronett, vil det være mulig å opprettholde kraftproduksjon gjennom DER og samtidig gjøre det lettere å svare på trusselen. Mikronett utviklet under rammeverket kan gi bedre pålitelighet, redusere bruken av fossile brensler til nødaggregat og redusert operasjonell risiko fra cyberangrep.

Av tekniske hensyn argumenterer De Brabandere et al. for at mikronett kan være godt egnet til å håndtere trenden med økt produksjon av energi fra DER i lavspentnett; videre at man må endre tilnærming til lavspent distribusjonsnett fra en passiv del av nettet som kun leverer strøm til konsumentene, til en mer aktiv rolle som skal koordinere produksjon og forbruk mellom DER, lastene og sentral produksjon (De Brabandere, et al., 2007). Følgelig kan man se på DER som en ressurs som gjennom mikronett kan styrke distribusjonsnettet snarere enn å være et problem. De diskuterer i detalj hvordan man kan styre spenning og frekvens i mikronettet. Chiradeja et al. (2004) har utviklet metoder for kvantitativ måling av de tekniske fordelene ved bruk av DER. Dette innebærer tekniske kvaliteter målt i form av blant annet en spenningsforbedringsprofil og marginaltapsindeks.

4.1.2 Drive for utviklingen av mikronett

Både mikronett og prosumenter som plusskunder bygger på bruk av DER. Grunnen til at prosumenter har blitt mer vanlige er at kostnadene for solaranlegg har gått ned, samtidig som kraftprisene har økt (Rickerson, et al., 2014). Videre har det blitt mer fokus på miljø og klima, og dermed økt produksjon av fornybar kraft, samt at det har vært en voldsom teknologisk utvikling. De samme effektene er også gjenkjennbare hos mikronett.

Kostnadene knyttet til utvikling og investering i et mikronett fordeler seg med 50 prosent av kostnadene til investering i DER, 15 prosent i kontroll- og automatiseringsutstyr, mens de resterende 35 prosent er øvrige kostnader (Energy Efficiency Markets, 2016). Følgelig vil utviklingen i priser på DER og tilhørende kostnader for energi produsert fra potensielle DER kilder være avgjørende for lønnsomheten til mikronettprosjekter.



Figur 6: Utvikling i sentrale LCOE i perioden 2009 til 2017, oppgitt i USD per MWh (Lazard, 2017).

Lazard (2017) sin rapport på LCOE (Levelized cost of energy) viser at LCOE fra PV har blitt svært mye rimeligere fra 2009 og frem til 2017, slik det også går tydelig frem av figur 6. Relativt mot andre måter å produsere energi på er det kun vindkraft som er regnet som en billigere LCOE. Både vindturbiner og PV er egnet som DER i mikronett. LCOE defineres av NREL sin veileder for evaluering av energieffektivitet som levetidskostnaden for produksjonsmidlene dividert på energiproduksjonen. Verdien er presentert som nåverdi (Short, et al., 1995). Omregning til LCOE er en forutsetning for sammenligning mellom ulike energiresurser på et aggregert nivå hvor man ikke like lett kan ta hensyn til prosjektstørrelse, risiko, levetid, kapasitet og kapitalkostnader. I IEAs World Energy Outlook fra 2017 er utviklingen i prisene fra PV fremskrevet til 2040. Prisene forventes å reduseres betraktelig før de flater ut etter 2020. Som det går frem av figuren er kostnaden per enhet tusen ganger dyrere for energi ut fra batteri enn fra PV (IEA, 2017b). Det er ikke bare kostnadene på komponentene selv som blir billigere, tjenestene rundt, som for eksempel det å installere og søke om tillatelse

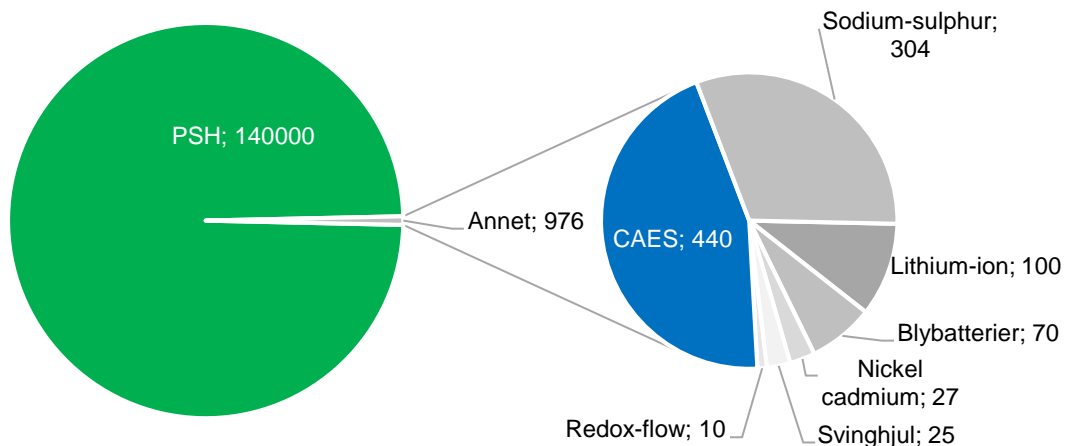
har også blitt lavere (Rickerson, et al., 2014). Dette på grunn av tiltak både hos myndigheter og hos industrien.

Det er forventet en økning i prisen på elektrisitet globalt frem til 2030 (Rickerson, et al., 2014). Dette er mye på grunn av at det skal investeres 16,9 billioner USD i perioden 2012-2035 som stort sett kommer til å bli dekket av konsumentene. Videre kan endringer i nettleiestrukturen gå mot mer å bli mer volumavhengig drive utviklingen av mikronett, da alternativkostnaden ved å bruke elektrisitet fra nettet går opp. Alternativkostnaden for elektrisitet fra DER er elektrisitet fra nettet. Høyere priser på elektrisitet levert fra nettet vil endre prisforholdet til fordel for DER og mikronett. For Norge vil NVE sine anslag i perioden frem mot 2025 tilsi en økt nettleie på 30 prosent nominelt fra 2017³. Statnett sin kraftmarkedsutredning fra 2016 viser til høy volatilitet i prisene fremover, og en forventet økning på nominelt 33 prosent i samme periode (Statnett, 2016a).

IEA (2014) sin gjennomgang viser at på et aggregert nivå er det per 2014 svært lite utbredt med lagringskilder egnet for mikronett relativt til hva som er tilgjengelig for nettet for øvrig. Lagringskapasitet fra vannkraftmagasiner utgjør i praksis all betydelig lagringskapasitet tilkoblet nettet. Se figur 7. En studie utført ved Universitet i Aalborg undersøkte i 2014 hvorfor utbredelsen av mikronett ikke var kommet lenger til tross for over ti år med forskning og utredning av temaet. De fremhevet blant annet tekniske barrierer som problemer med tekniske komponenter, såkalt dual-mode veksling mellom øydrift og nettilknytning, strømkvalitet og kontroll- og sikkerhetsutfordringer. Videre har omfattende forskning på nevnte problemstillinger kommet frem til flere løsninger, men ved utgivelse av rapporten var løsningene i stor grad tilpasset vært enkelt case (Soshinskaya, et al., 2014).

³ Tall oppgitt fra NVE i korrespondanse datert mai 2018.

Fordeling mellom lagringsressurser tilkoblet nettet



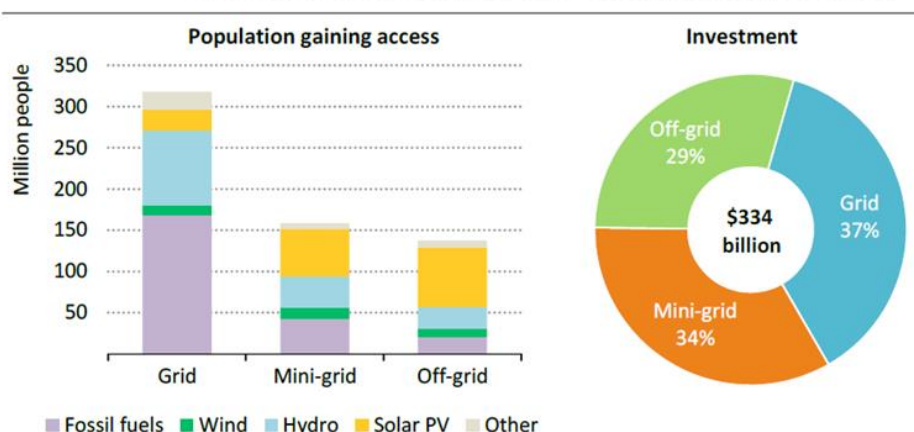
Figur 7: Fordeling mellom elektriske lagringskapasiteter tilkoblet nettet globalt etter teknologi⁴ per 2014 i MW (IEA, 2014).

Sveitsiske ABB lanserte høsten 2016 en integrert modulløsning for energilagring og automatisering til mikronett (Clover, 2016). En utfordring med å kommersialisere løsninger for mikronett har ifølge ABBs direktør for mikronett, Maxine Ghavi, vært at motivasjonen for å bygge mikronett er ulik, avhengig av region og demografi. ABBs tilnærming har vært å komme med fleksible, standardiserte produkter med tilstrekkelig kapasitet (Burger, 2016).

FN utformet i 2015 17 mål for bærekraftig utvikling mot 2030. FN sitt bærekraftsmål nummer syv er "ren energi for alle". Det er nærmere beskrevet som at en skal sikre tilgang til pålitelig, bærekraftig og moderne energi til en overkommelig pris for alle (FN, 2015). IEA har i sin spesialrapport Energy Access Outlook (2017a) beskrevet ulike tilnærminger til hvordan man kan få ren energi for alle i ulike scenarioer. I «New Policies» scenarioet som forutsetter gjennomføring av eksisterende politikk på området, antar IEA at mikronett som løsning kan gi over 150 millioner mennesker tilgang på strøm innen 2030. Det meste av kraften skal komme fra PV, men vannkraft og fossile energikilder er også betydelige bidragsyttere. I dette tilfelle vil det kreve om lag 114 milliarder dollar i investeringer i mikronett. Se figur 8 under.

⁴ PSH er vannkraft med pumpestasjon som er utbredt i blant annet i Norge, mens CAES er trykkluft.

Figure 2.5 ▶ Cumulative population gaining access to electricity and cumulative investment in the New Policies Scenario, 2017-2030



Figur 8: IEA (2017a) legger mikronett betydelig kraft som virkemiddel til å gi flere tilgang til elektrisitet. Mini-grid tilsvarer her mikronett.

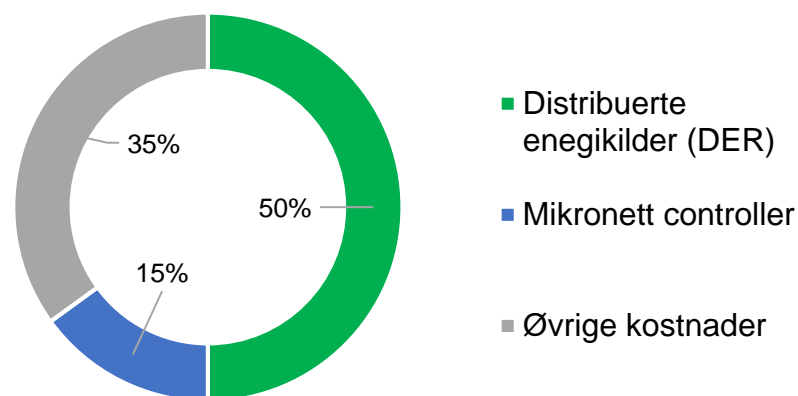
Noen kunder har behov for å kontrollere mer av hvordan energien blir produsert og hvor mye som blir konsumert (Rickerson, et al., 2014). Noen foretrekker å ha mer kontroll over eget liv, og kan som følge av det velge energiløsninger som mikronett hvor de har mer kontroll. Videre kan det være noen som ønsker mer valgfrihet fremfor å være passive mottakere i et sentralisert system. Det kan også være noen som ønsker høyere forsyningsikkerhet enn det ordinære nettet kan tilby dem. De kan ha en interesse av å være på et mikronett. Disse behovene er ikke-finansielle og trenger derfor ikke være lønnsomme. Fornybardirektivet (EU-kommisjonen, 2016b) fra EU har som formål å fremme produksjon og bruk av fornybare energikilder i Europa. Målet er å oppnå at 20 prosent av europeisk energibruk kommer fra fornybare kilder i 2020 (OED, 2016a). For Norge er målet vesentlig høyere og ligger på 67,5 prosent. Fornybardirektivet har elektrisitet, oppvarming og avkjøling og transport som fokusområder. Mikronett kan være en løsning for både tilgang til elektrisitet og oppvarming og avkjøling, samtidig som en del av integrert løsning ved lading av elbiler. Det har også vært en dreining i holdningene til konsumentene som har blitt mer miljøbevisste (Rickerson, et al., 2014). Disse vil heller ha fornybare løsninger med PV, noe som mikronett kan bidra til å fasilitere.

4.1.3 Lønnsomhetsvurderinger for mikronett

En viktig komponent i beregninger av lønnsomhet for mikrogrid er finansieringen. En utfordring med finansieringen av mikronett har vært å vise at mikronett er mer enn verdien på eiendelene sine, da verdien i mikronett er kompleks og kommer fra for eksempel pålitelig

forsyning, økt energisikkerhet og sparte energikostnader (Energy Efficiency Markets, 2016). En av de vanskeligste verdiene å tallfeste ved mikronett er en pålitelig forsyning. For mange som investerer i mikronett, er økt pålitelighet en viktig begrunnelse, men samtidig er det vanskelig å tallfeste denne. NVE forsøker å gjøre det med KILE-kostnader i inntektsmodellen, dette vil bli gjennomgått i detalj i kapittel 5.2 (NVE, 2017f). Dette er en komplisert utregning, men fortsatt mulig å kvantifisere. Overordnet er det tre mulige måter å regne ut avbruddskostnader for kundene (Energy Efficiency Markets, 2016). Enten kan man bruke en makro tilnærming hvor man deler BNP på årlig elektrisitetsforbruk, en mikrotilnærming hvor man bruker spørreundersøkelser for å finne ut hvor mye kundene har tapt eller en analytisk metodisk tilnærming hvor man analyserer forventet bruk av kraft. NVE bruker en metode der de klassifiserer kundene inn i seks grupper med sine spesifikke kostnader (NVE, 2016b). Kostnadene som kundene blir utsatt for, justeres for hvor lenge avbruddet varer.

Utviklingskostnader mikronett



Figur 9. Utviklingskostnader i mikronettprosjekt som andel etter kategori slik det er beskrevet av Energy Efficiency Markets (2016).

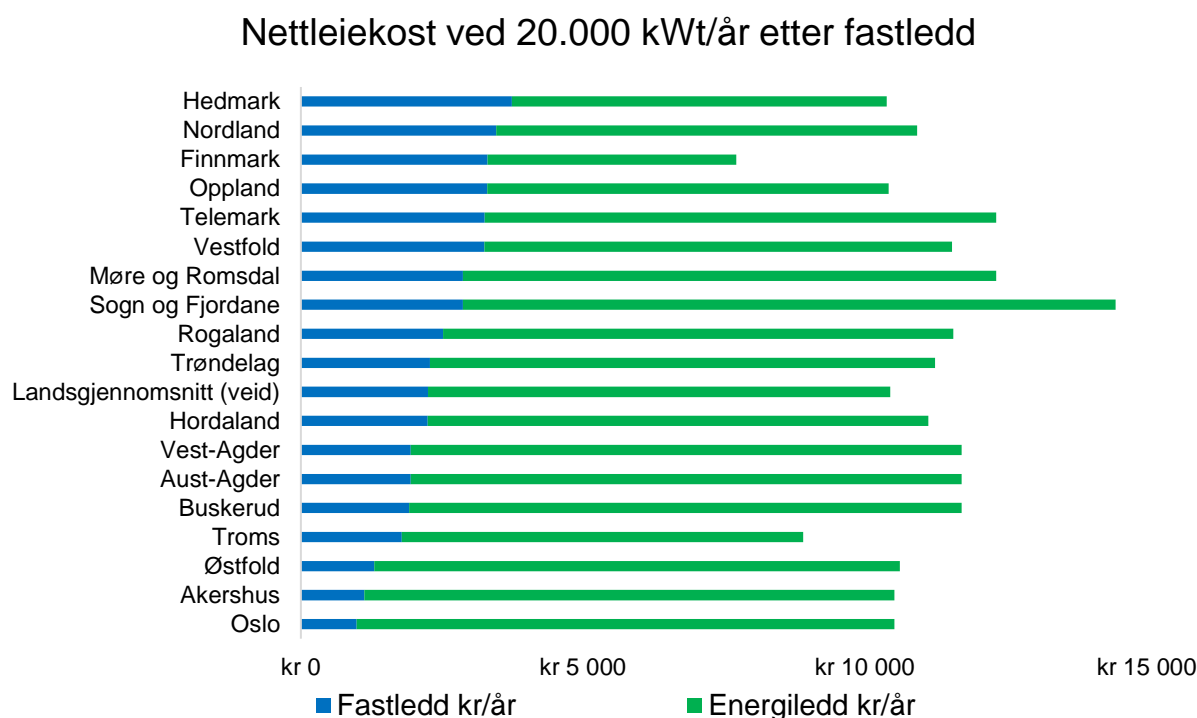
Kostnadene til etablering av mikronett er fordelt etter tre kategorier i figur 9 over. Her ser man at den største delen av kostnadene til mikronett er i forbindelse med investering i DER (Energy Efficiency Markets, 2016). Implementering av kontrollsystemer med utvikling og optimering av programvare er også en betydelig del av kostnadene.

Det viktigste for inntektene til mikronettprosjekter er omgivelsene rundt, som igjen blir påvirket av lokasjonen (Energy Efficiency Markets, 2016). Prisene på elektrisitet og naturgass er noe som påvirker lønnsomheten til mikronett mye; er disse veldig lave, blir det vanskelig å

få lønnsomhet i et mikronettprosjekt. Videre er incentivordninger og reguleringer viktige for hvorvidt et mikronettprosjekt er lønnsomt eller ikke. I Norge er det for eksempel Enova-støtte og innmatingstariff incentivordninger som påvirker hvor lønnsomt det er å bygge små lokale solpaneler (Trønderenergi, 2018). Mikronett kan også skape lønnsomhet gjennom måten det blir styrt på (Energy Efficiency Markets, 2016). Lønnsomhet blir skapt ved å styre lastene på en optimal måte og gi ekstra forsyningssikkerhet.

4.1.4 Mikronett og tariffutforming

Figur 10 viser at det i dag er svært ulik praksis når det gjelder utforming av nettleie og herunder fastsetting av fastledd og energiledd. Som tidligere nevnt skiller to av de største aktørene seg fra hverandre med ulik praksis. Eidsiva, som utgjør mye av Hedmark i figur 10, har et svært høyt fastledd relativt til Hafslund, som utgjør Oslo i figur 10. Valg av størrelse på fast og variabelt ledd vil gi ulike incentiveeffekter for konsumentene når distribuert produksjon blir mer attraktivt og tilgjengelig.

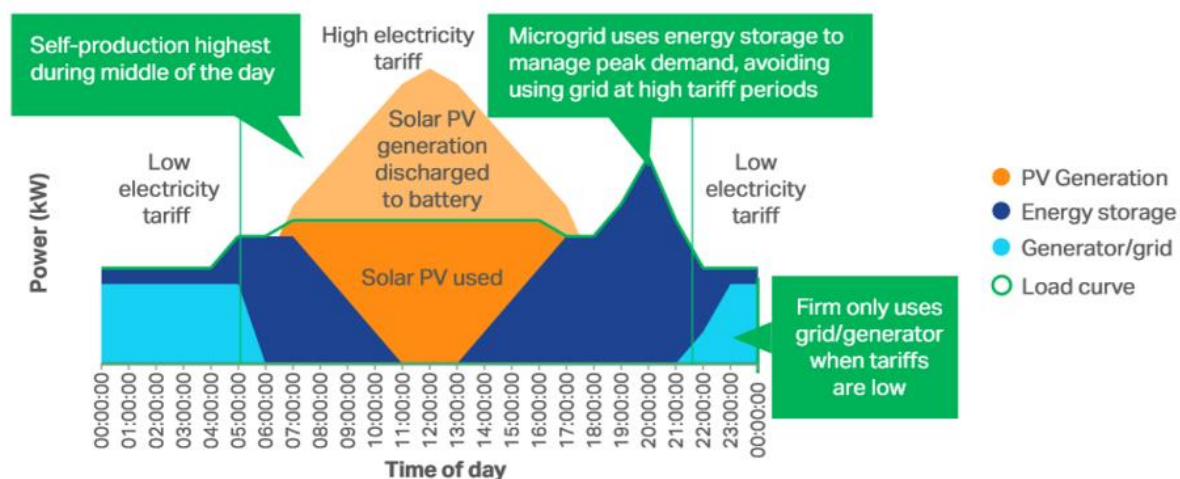


Figur 10. Fordeling mellom fast- og energiledd på nettleie i Norge 2018. Data fra NVE (2017d).

Videre vurderer NVE (2017g) å innføre effektbasert tariff som gjeldende tariffmodell for norske nettselskap. Hvilken tilnærming for effekttariffing som skal gjelde, er per mai 2018 ikke avgjort. Bakgrunnen er at effektuttaket i det norske nettet har økt mer enn energibruken de senere årene, samtidig som kapasitet er en sentral kostnadsdriver ved utbygging av nett. NVE er også opptatt av at økt bruk av DER og følgelig kun tidvis bruk av nettet kan gjøre at nettleien per tidsenhet kan øke dramatisk for disse prosumentene. Dette kan føre til at folk kobler seg av nettet, også kalt grid defection (4.1.6). Innføringen av AMS⁵ i det norske nettet har gjort at tariffene kan utvikles annerledes nå enn hva tilfellet var før innføringen. AMS skal være installert i hele Norge per 1. januar 2019. NVE foreslår en av tre modeller, hvor de anbefaler å gå videre med abonnert effekt. De øvrige er «time-of-use» og målt effekt.

Abonnert effekt består av et abonnementsledd og et fastledd. Fastleddet skal dekke administrasjonskostnader mens abonnementsleddet er valgt av forbrukeren og bestemmer hvor mye effekt kunden kan ta ut av nettet før kunden må betale variable tilleggs-kostnader. Kunden skal bestemme effekten på forhånd, og vil normalt ha behov for veiledning fra kraftselskapet (NVE, 2017g). Dersom kunden forbruker mer enn abonnert effekt, må kunden betale et overforbruksledd i tillegg. Overforbruksleddet er oppad begrenset til 3 kr/kWt. Tidsavhengig energiledd, eller «time of use», innebærer at nettselskapet fastsetter noen timer med høyere energipris enn andre timer. Hvilke timer som skal ha høyere pris, fastsettes etter innsamlet data fra når det aggregerte effektuttaket er høyest. På den måten vil man incentivere konsumentene til å flytte deler av sitt forbruk til perioder med lavere aggregert effektuttak på nettet. «Time of use» vil bestå av et variabelt energiledd med høypris og lavpris etter time på døgnet, og et fastledd til å dekke administrative kostnader. Målt effekt er basert på kundens høyeste gjennomsnittlige effektbruk per time. For eksempel kan det være snittet i de tre høyeste timene i en gitt avregningsperiode. Hvordan «time of use» kan virke sammen med DER er illustrert i figur 11. «Time of use» modellen er allerede gjeldende for kunder med over 100.000 kWt årlig forbruk (NVE, 2017g). Enkelte nettselskap, som Eidefoss i Ottadalen, bruker også denne modellen for ordinære privatkunder (Eidefoss Nett, 2018). I målt effekt vil nettleien bestå av et effektledd som beskrevet over, et energiledd som skal reflektere marginaltapet og et fastledd som dekker administrasjonskostnader.

⁵ <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/ams/>



Figur 11. Mikronett med DER i samspill med effekttariffing, her «time-of-use» (WBCSD, 2017).

Molnes viser i sin oppgave at gjennomførte undersøkelser tilsier at norske konsumenter er lite opptatt av eget effektuttak. Molnes (2015) argumenterer for at man kan gjøre kundene mer opptatt av effektuttak gjennom visualisering av forbruk kombinert med effektbasert prising. Enkle data og automatisering bør velges fremfor detaljrikdom og fjernstyring. Ved Demo Steinkjer, et forskningsprosjekt på Smart Grid i Steinkjer, har man i perioden 2013 til 2016 forsøkt å teste ut dynamiske tariffer i mikronett. Innledningsvis brukte man abonnert effekt, som beskrevet over, som modell. Studien til Bjerkan et al. (2015) hevder at abonnert effekt ikke i tilstrekkelig grad tar hensyn til de små forholdene i et mikronett. Siden mikronettet har relativt få konsumenter og ikke nødvendigvis oppnår naturlige variasjon av brukere i utvalget, vil man få begrenset flytting av effekttopper. Derfor har man forsøkt å komme opp med en tariff som er bedre tilpasset mikronett. I prosjektet e-GOTHAM ble en ny type tariff testet kalt «The Microgrid Tariff». Dette er en dynamisk tariff som bedre tar hensyn kjøproblematikk under mindre forhold. Den er basert på fire konsepter som last på transformatorstasjonen, effektgrense på transformatorstasjonen, kundenes individuelle last og kundenes betalte kapasitetsgrense. Prisen settes basert på dette ved hjelp av prognose for neste dag med tilhørende varsling og sanntidsmålinger (Bjerkan, et al., 2015).

4.1.5 Mikronett og beslutningsnøytralitet

Nettselskaper som er vertikalt integrerte, altså selskaper som ikke har delt opp nettvirksomhet og kraftproduksjon, har noen utfordringer og fordeler (Reiten, et al., 2014). I mikronett er det

problematisk å splitte opp nett og produksjonsdelen, akkurat slik det er for mindre nettselskaper. Derfor er disse problemstillingene også relevante for mikronett.

En fordel er at disse selskapene kan dele informasjon mellom produksjonen og nettet på en mer effektiv måte enn hvis de hadde vært adskilte (Reiten, et al., 2014). Dette kan betraktes som en samdriftsfordel. Vertikalt integrerte selskaper har også muligheter til å bedre koordinere langsiktige beslutninger enn vertikalt adskilte. Når samme aktør tar beslutningen om investering i både nett og kraftproduksjon, vil det være mindre usikkerhet fordi man kontrollerer begge beslutninger. I vertikalt adskilte virksomheter vil det kunne oppstå et holdup-problem, hvor en aktør ikke tør å investere fordi en ikke kan kontrollere den andre aktørens investering, som den første aktøren er avhengig av for å gjøre en lønnsom investering.

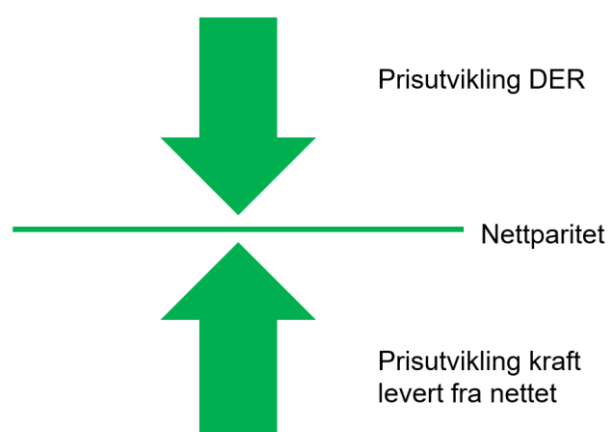
Ulempene ved vertikal integrasjon kommer først og fremst ved mangelen på nøytralitet (Reiten, et al., 2014). Når man blander monopolvirksomhet med en inntektsramme og konkurranseutsatt virksomhet, kan det være fristende for nettselskapet å krysssubsidere den virksomheten som er konkurranseutsatt. For sluttbrukermarkedet er det primært felles systemer og felles markedsføring som kan være problematisk. I engrosmarkedet er det andre utfordringer. For eksempel kan det være problemer tilknyttet fordelinger av ledig kapasitet, beslutninger i drift, informasjon om de andre aktørenes drift og strategien for investering i nettet. Kortsiktig kan selskapet påvirke hvem sin produksjon som blir koblet inn og ikke. Dette er et problem særlig hvis den som kobles inn, ikke er den mest effektive. I sentral- og regionalnettet kan det ikke være driftsstanser uten at TSO er inne og regulerer stansene. I integrerte selskaper er det ofte felles sentral for drift av nett og produksjon, som gjør at produksjonsavdelingen kan få innsikt i andre aktørers oppførsel når de benytter nettet. Langsiktig kan vertikalt integrerte virksomheter ha insentiv til å påvirke hvordan investeringene i nettet gjøres. Et eksempel er hvis det er lønnsomt for det vertikalt integrerte selskapet å utvide nettet på en samfunnsøkonomisk ulønnsom måte, ved for eksempel å utvide en ledning som dekkes gjennom økt nettleie, men som gir selskapet mer inntekter gjennom kraftproduksjon. Ved tiknytning av ny produksjon vil også vertikalt integrerte selskaper ha et insentiv til å tildele ubrukt kapasitet til egne prosjekter først, for dermed å få økt dekningsbidrag.

Disse problemene fører til at man må ha større grad av regulering, noe som også er negativt for samfunnet (Reiten, et al., 2014). Noe av nøytralitetsproblematikken er regulert gjennom ikke-diskriminerings kriterier i blant annet tildelingen av ledig kapasitet. Den langsiktige

tilpasningsproblematikken i forhold til investeringer løses gjennom «tiårsregelen», hvor alle som bruker en ledning som er bygd med anleggsbidrag innenfor en tiårsperiode, må ta sin del av bidraget (NVE, 2017g).

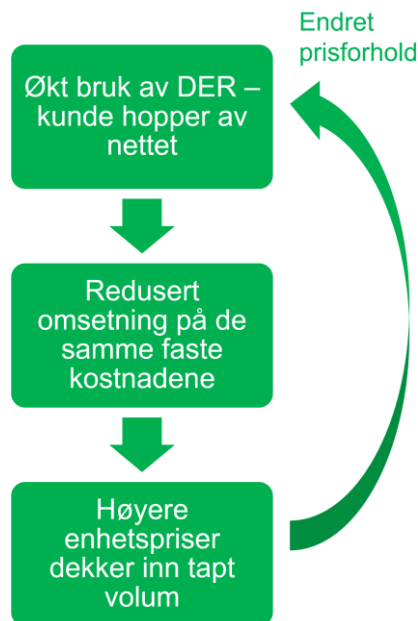
4.1.6 Mikronett og grid defection

Grid defection omtales av det Amerikanske forskningsinstituttet Rocky Mountain Institute (2014) som resultatet av prisparitet mellom kraft fra DER og kraft levert fra det konvensjonelle nettet, og at nettbrukerne derfor velger å koble seg av nettet. Oversatt kan grid defection på norsk beskrives som en storstilt frakopling fra kraftnettet. Prispariteten mellom kraft fra DER og kraft levert fra det konvensjonelle nettet omtales som «grid parity» eller nettparitet. Grid defection drives derfor frem av reduserte priser i DER samtidig med økte priser i kraft levert fra nettet. Skjæringspunktet inntreffer i nettpariteten, som vist i figur 12 under.



Figur 12. Nettparitet.

Reduserte kostnader på kostnadsdrivere i mikronett som PV og batteri, økende investeringsbehov i nettet og ønske om å produsere mer fornybar energi driver utviklingen, før den blir selvforsterkende. Prosessen blir selvforsterkende når det oppstår en trend hvor faste kostnader fordeles på stadig færre kunder som illustrert i figur 13 (Laws, et al., 2017). Rocky Mountain Institute (2014) argumenterer for at grid defection i større skala er mulig om 10-15 år i USA. Bakgrunnen for dette anslaget er at prisen for nettleie i USA vil stige vesentlig som følge av investeringsbehov i nettet. Samtidig som LCOE for spesielt PV og batteri vil reduseres vesentlig. Rocky Mountain Institute (2014) antar videre en nettparitet omregnet til norske kroner på omlag 1,5 kr/kWh. Dette inkluderer faste og variable ledd i nettleie og kraftpris.



Figur 13. Når grid defection blir en selvforsterkende effekt slik det er beskrevet av Laws et al. (2017)

Viktig for nettparitet er utvikling i LCOE for PV. En rapport fra Michigan Technical University viser at det økonomiske argumentet for grid defection basert på kraft fra PV begynner å bli økonomisk rasjonelt også for nettkunder plassert lenger nord også (Kantamneni, et al., 2016). Khalilpour og Vassallo (2015) argumenterer for at storstilt grid defection ikke er særlig sannsynlig om økonomi er hoveddriveren. De forestiller seg heller at brukerne vil anskaffe batterier og PV, og holde kraftforbruket fra nettet på et minimum. I likhet med forutsetningen for de amerikanske forholdene i rapporten fra RMI, beskrives investeringsbehovet for det norske transmisjons og distribusjonsnettet til å være betydelig i årene fremover. Økning i nettleien og redusert LCOE for PV vil redusere avviket fra nettparitet for DER i tråd med tilnærmingen i rapporten av Rocky Mountain Institute (2014).

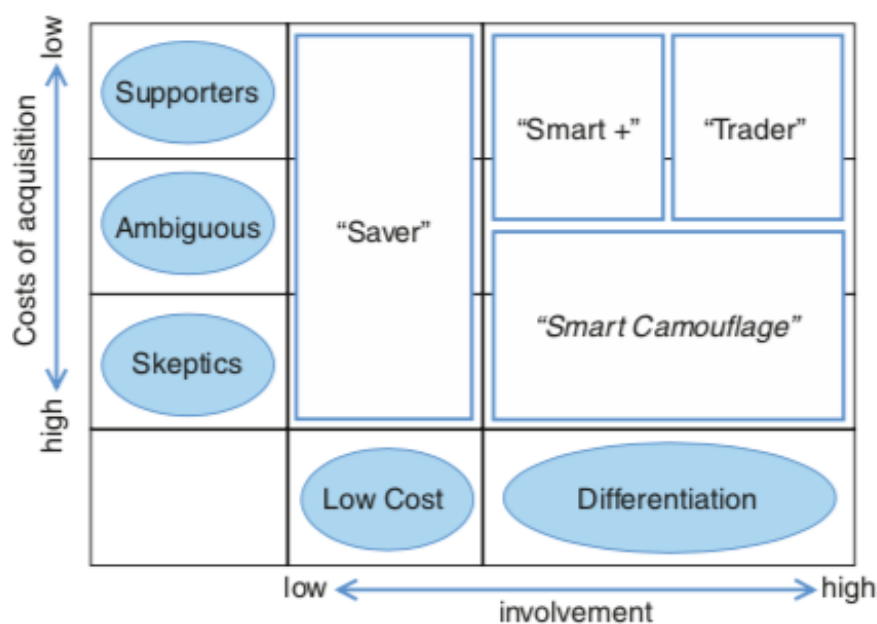
4.1.7 Organisering av mikronett

En viktig del av utviklingen av mikronett er hvilken organisering og hvilke forretningsmodeller som skal brukes. Watson (2004) beskriver tre mulige modeller for eierskap og drift av mikroproduksjon av elektrisitet. Den første modellen kalles «Plug and play», og her er konsumenten eier og drifter produksjonen selv. Konsumenten sparer på å ikke kjøpe elektrisitet på nettet, men må betale kapitalkostnaden for å produsere elektrisitet. Den andre modellen kalles «company ownership», og baserer seg på at strømselskapet eier produksjonen og drifter, samt at mikroproduksjonen brukes for å balansere tilbud og

etterspørsel på nettet. Konsumenten får her en godtgjørelse fra selskapet. Den siste modellen kalles «leasing» og baseres på at selskapet eier, men leaser bort til konsumenten. De deler altså kapitalkostnaden, og de deler også på driften av systemet.

Nye forretningsmodeller står for 50 prosent av veksten i solcelleanlegg i Norge (Thorud, 2016). Resten tilskrives ny teknologi. Et eksempel på en slik ny forretningsmodell er «SonnenCommunity» hvor personer som har overskudd av kraft, kan dele dette vederlagsfritt med andre som trenger kraft. Det eksisterer likevel et transportledd, og en må betale en abonnementsavgift for å være en del av nettverket.

Curtius, et al. (2012) beskriver noen generiske kundesegment og forretningsmodeller for smarte nett. Smarte nett påvirker også mikronett og kan dermed gi en pekepinn på hvordan en skal tilnærme seg forskjellige kundegrupper. Modellene er følgelig illustrert i figur 14, hvor y-aksen beskriver hvor entusiastiske kunder er for smarte nett og x-aksen om motivasjonen. «Saver» er opptatt av å spare penger og blir påvirket av støtteordninger osv. «Smart+» er opptatt av å få nye og bedre tjenester, og er ikke så opptatt av innsparinger. «Smart Camouflage» er skeptiske til ny teknologi, men hvis man kan klare å integrere verdier eller tjenester som gruppen er engasjert i, kan også de bli interessert. «Trader» er en aktiv forbruker som er opptatt av å kunne bli for eksempel en prosument og er dermed svært involvert i de nye teknologiene.



Figur 14. Curtius et al. (2012) sin fremstilling av forretningsmodeller og inndeling av kunder for smarte nett.

Strategier for å iverksette mikroproduksjon er også en viktig del av utviklingen til mikronett og er beskrevet av Sauter og Watson (2007). De forklarer tre mulige strategier. En av de er «plug and play», som er en fortsettelse av modellen i Watson (2004), her er det enkeltkunder som investerer i sine egne nett, men de har ikke ansvaret for å balansere nettet. Den andre er «Company Control» og baserer seg på at en sentral entitet bruker en masse mikroproduksjon til å erstatte sentral produksjon og balanserer dermed nettet. Den tredje er «Community Microgrid» her er det en gruppe med mindre kunder som går sammen og eier produksjonen, men de balanserer også nettet med tilbud og etterspørsel. En slik grad av involvering krever også stor aksept for ny teknologi.

4.2 Casegjennomgang av mikronett i Norge

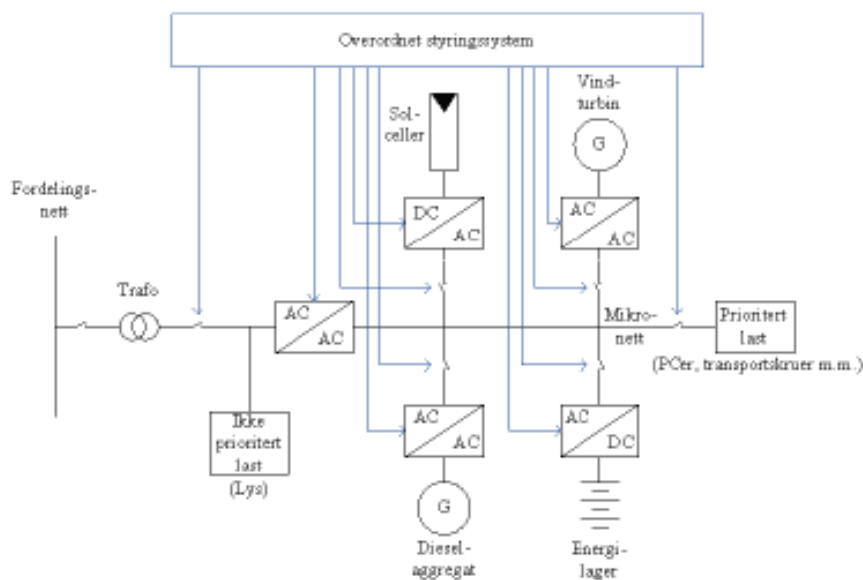
4.2.1 EMPOWER Hvaler

Mikronettprosjektet på Hvaler, et øysamfunn i Østfold, er en del av Smart Energi Hvaler-programmet som har pågått siden 2010. Med bakgrunn i programmet var det allerede installert PV med effekt på om lag tre til fem MW (Trondsen, et al., 2017). I tillegg bygges mikronettet rundt energi fra en gjenvinningsstasjon og fire vindmøller. Mikronettet vil kunne kobles til og fra nettet for øvrig, og kan drive isolert øydrift i 20 timer (Smart Innovation Norway, 2016).

Formålet med forsøkene på Hvaler, som er en av flere prosjekt deriblant DeVID prosjektet, er først og fremst å teste ut hvordan man skal planlegge og operere distribusjon smartere (Fosso og Coldevin, 2014). Sentralt i EMPOWER prosjektet er utvikling og testing av markedsmodeller for distribuert produksjon (EMPOWER, 2018) som skal imøtekomme ambisjonene fra EU i vinterpakken og gjeldende europeisk regulering. Disse vil bli gjennomgått i kapittel 5.3. Mikronettet er derfor lagt opp slik at brukerne kan selge overskuddskraft tilbake til nettet, samtidig som de blir incentivert til å kutte topplast. Ved å innføre tariffmodellen abonnert effekt reduserte kundene opptil 20 prosent av sitt forbruk (Molnes, 2015).

4.2.2 Dyrøy Mikronett

Dyrøy mikronett inngår i likhet med Hvaler i den nasjonale demonstrasjonsplattformen for smart grids, Demo Norge. Dyrøy mikronett er et mindre mikronett som vil være et prøveområde for systemoperatører. DER i mikronettet består av vind, sol og bioenergi i en CHP-løsning (Fosso og Coldevin, 2014). Belastningen er satt sammen av prioriterte og nedprioriterte laster. Sammen med batteriet gir det regulerings- og fleksibilitetsmuligheter som skal sikre kraftbalanse i isolert drift (Sand, 2014). Dyrøy mikronett skal ved normal drift være tilkoblet Troms Kraft sitt regionale nett. Netto over- eller underskudd på kraft vil bli ført til eller fra regionalnettet via PCC.



Figur 15. Dyrøy mikronett som tegnet av Kjell Sand ved SINTEF (2014).

4.2.3 Utsira Vindpark

Utsira Vindpark var et FoU-prosjekt i regi av Norsk Hydro, senere StatoilHydro, i dag Equinor, på øya Utsira om lag 20 km vest for Haugesund. Utsira er hjem for rundt 200 innbyggere, hvor prosjektet skulle forsyne ti av husstandene. Prosjektet skulle integrere energilagring i form av hydrogen i et mikronett forsynt med variabel fornybar vindenergi (Statoil, 2007). Ulleberg et al. (2010) argumenterer for at hydrogen som lagring kan være aktuelt med vindturbiner, eller andre DER, på avsidesliggende steder hvor det kan være alternativ til dieselaggregat, i motsetning til i tettere befolkende områder. Mikronettet bestod

av en 600 kW vindturbin, en elektrolysemaskin, 2400 Nm³ 200 bar hydrogen gasslagring, hydrogenmotor på 55 kW og en brenselcelle på 10 kW. Med disse komponentene kunne mikronett forsyne Utsira i to til tre dager i øydrift om det var vindstille eller dersom øvrige utfordringer med kraftproduksjonen inntraff. Prosjektløsningen var autonom og store datamengder til videre forskning ble generert. Prosjektet viste at det er mulig å forsyne øysamfunn med energi gjennom hydrogenlagring (Ulleberg, et al., 2010). Likevel ble prosjektet lagt ned og mikronettet lagt om til mer konvensjonelle reserveløsninger for avbrudd av krafttilførsel fra vindmøllene. Dette fordi det ble for mange utfordringer med driften på bakgrunn av at hydrogen løsningen ikke var moden nok. Særlig brenselcellen viste seg problematisk i drift (Statoil, 2007).

4.3 Casegjennomgang av mikronett utenfor Norge

Under gjennomgår vi tre utvalgte mikronettprosjekter fra utlandet. Disse prosjektene illustrerer at det kan være ulike motivasjoner for å bygge ut DER og drifte som mikronett.

4.3.1 Algonquin College campus, Canada

Den canadiske høyskolen Algonquin College i Ottawa har installert et mikronett som inkluderer gassturbiner med 4 MW effekt, 10 kW PV og batteri. Mikronettet kombinerer elektrisitet fra egne DER med elektrisitet levert fra det konvensjonelle nettet. Maks last ved campus er om lag 4,7 MW (Siemens, 2017a). Skolen ønsket ved dette prosjektet å redusere energikostnadene på campus, opprettholde forsyningssikkerheten i perioder med strømbrudd, imøtekomme vedlikeholdsetterslep på eksisterende utstyr og gi studenter og akademika bedre muligheter til å forske på temaet (Wood, 2016). Beregninger fra hovedleverandør på prosjektering og programvare til automatisering, tyske Siemens, viser at prosjektet reduserer karbonfotavtrykket til campus med 13 prosent tilsvarende 1400 tonn CO² årlig og reduserer driftskostnadene med om lag 25 millioner kroner årlig (Siemens, 2017b). Ved riktig optimalisering antar Siemens en tilbakebetalingstid på investeringen på mellom to til fire år (Siemens, 2017a).

4.3.2 Mikronett i masket nett i Mannheim, Tyskland

Formålet med mikronettprosjektet i Mannheim var å konstruere et mikronett med DER og kontrollerbare laster som kunne operere i øydrift innenfor en del av det allerede etablerte kraftnettet i Mannheim. Selve området for prosjektet, Wallstadt i Mannheim var regnet som et miljøengasjert boligområdet i utkanten av Mannheim by. På denne måten var det lettere å etablere forståelse for innføring av mikronett (More Microgrids Project, 2009). Andre prosjekter i More Microgrids-programmet møtte betydelige utfordringer med forståelse av hva et mikronett er og hvorfor det er hensiktsmessig. Likefullt kan det motsatt være vanskelig å få sosial aksept også hos allerede etablerte prosumenter (Soshinskaya, et al., 2014).

Nettleverandør i området var MVV Energie. Mikronettet hadde en samlet desentralisert produksjonskapasitet på omlag 40 KWp. Dette kom opprinnelig fra PV. Dette ble videre kombinert med CHP og batterier. Senere ble det utvidet med brenselcelle og CHP-løsninger. Til lagring brukte man svinghjul. Prosjektet klarte å etablere system og rutiner for drift i øydrift med reduksjon på kun to Hz som eneste konsekvens (Berkeley Lab, 2018b). Etter prosjektet konkluderte man med at gjeldende regulering gjorde det vanskelig å hente ut vinn-vinn-muligheter for mikronettet i Mannheim (More Microgrids Project, 2009).

4.3.3 Goodwyn Alpha olje- og gassplattform, Australia

Det Australske olje og gass-selskapet Woodside implementerer en mikronettløsning på sin Goodwyn A gassplattform på sokkelen utenfor Vest-Australia. Elektrisiteten på plattformen blir produsert med gassturbiner drevet på naturgass fra produksjonen på sokkelen (Woodside Energy Ltd., 2017). Siden plattformen ikke har et PCC til sentralnettet er dette definert som et isolert mikronett.

Kalkulerte innsparinger i driftskostnader og utslipp av miljøgasser kommer som følge av at batteriet vil erstatte en av de seks eksisterende 3,2 MW gassturbiner som er på plattformen i dag. I tillegg vil en kunne skru av halvparten generatorene som i dag opererer som spinning reserve. Spinning reserve er reservekapasitet som er knyttet til nettet og kan nå full kapasitet innen få minutter. Ytterligere innsparing vil skje gjennom at en kan drive gassturbinene på mer ideelt turtall og på den måten øke effektiviteten (Parkinson, 2017). Løsningen er det første offshore olje og gass mikronettet med batterikapasitet og vil være i drift fra andre halvår 2018.

Løsningen vil både kutte årlige utslipp av miljøgasser med mer enn 2000 tonn CO₂, redusere driftskostnader og behov for vedlikehold (Rambu Energy, 2017).

En rapport for Miljødirektoratet utarbeidet av DNV GL (2015) har anslått at tilsvarende utslipp fra norsk sokkel kan reduseres med ti prosent ved utstrakt bruk av hybridisering.

4.4 Metode

I kapittel 4.4 gjennomgår vi metoden som er brukt for den kvalitative samfunnsøkonomiske kostnadsvirkningsanalysen i kapittel 7. Metoden er valgt fordi det i dag er vanskelig å tallfeste virkninger av mikronett for Norge på et aggregert nivå. Med økt utbredelse av mikronett og tilgang på empiriske data vil kvantitative analyser gi svar utover hva som er mulig i dag.

4.4.1 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet defineres som det «(...)befolkningen til sammen er villig til å betale minst så mye som tiltaket koster» av Direktoratet for Økonomistyring (2014). For vår analyse av den samfunnsøkonomiske verdien er det viktig å vise at ikke alle deler av befolkningen vil møte riktige priser, noen ganger vil markedet av ulike grunner ignorere positive eller negative effekter for befolkningen sett under ett (Pindyck og Rubinfeld, 2009). Disse effektene, også kalt eksternaliteter, fører til at markedet tilpasser seg suboptimalt og ineffektivt. Regulatorer kan forhindre eksternaliteter ved å innføre avgifter på uønsket aktivitet eller ved i innføre standarder. Sagt på en annen måte kan de enten regulere indirekte eller direkte.

En annen form for markedssvikt er offentlige goder (Pindyck og Rubinfeld, 2009). Et offentlig gode er ikke-rivaliserende og ikke-ekskluderende. Med ikke-rivaliserende forstås det at marginalkostnaden ved å tilby enda en kunde produktet er null, og med ikke-ekskluderende menes det at man ikke kan hindre befolkningen i å forbruke produktet. Et typisk eksempel på offentlige goder er «allmenningens tragedie», hvor man typisk overbeiter allmenningen fordi hver enkelt aktør har insentiv til å slippe flere dyr på beite, selv om dette totalt sett minker ressursgrunnlaget.

4.4.2 Et rammeverk for samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Direktoratet for økonomistyring, har utarbeidet en veileder for å gjøre samfunnsøkonomiske analyser (Direktoratet for økonomistyring, 2014). En samfunnsøkonomisk analyse blir i denne definert slik: «(...) er et verktøy for å identifisere og synliggjøre virkninger (konsekvenser) av et tiltak for berørte grupper i samfunnet». Hensikten med analysen er å rangere ulike tiltak, prioritere disse, samt å finne ut om de er samfunnsøkonomisk lønnsomme. Virkninger som ikke lar seg verdsette i kroner, blir vurdert på om de vil være mer eller mindre lønnsomme for samfunnet. En samfunnsøkonomisk analyse skal fange opp virkningene hos så mange grupper som blir berørt av et tiltak som mulig. Et tiltak kan være negativt for noen grupper og positivt for andre.

En samfunnsøkonomisk analyse skal ifølge veilederen begynne med å identifisere tiltak og virkninger, deretter verdsetter en disse virkningene, før en vurderer den samfunnsøkonomiske lønnsomheten, og til slutt ser på usikkerheten og beskriver fordelingsvirkningene (Direktoratet for økonomistyring, 2014). Det skal også gis en samlet vurdering hvor man anbefaler tiltak.

Det er tre mulige måter å gjennomføre en samfunnsøkonomisk analyse på: en nytte-kostnadsanalyse, en kostnadseffektivitetsanalyse eller en kostnadsvirkningsanalyse (Direktoratet for økonomistyring, 2014). En nytte-kostnadsanalyse tallfester både nyttesiden og kostnadssiden. En kostnadseffektivitetsanalyse rangerer tiltak etter kostnadene, mens en kostnadsvirkningsanalyse gjøres som en kvalitativ analyse hvor man noen ganger rangerer de ikke-prissatte virkningene sett opp imot kostnadene.

Mikronett er et veldig nytt fenomen i Norge, og det eksiterer heller ingen enighet om definisjoner. Dette gjør det vanskelig å tallfeste noen effekter på overordnet nivå. Derfor passer en kvalitativ kostnadsvirkningsanalyse godt i vår oppgave, hvor vi kan identifisere verdien ved ulike sider av mikronett for samfunnet og enkeltgrupper.

5. Reguleringen av det norske kraftsystemet

I dette kapitlet skal vi gjennomgå reguleringen av det norske kraftmarkedet. Her vil vi gå gjennom både norsk og europeisk regulering som er relevant for mikronett.

Distribusjonen av elektrisitet er et naturlig monopol (OED, 2017b). Grunnen til dette er at kostnadene ved å bygge nett er høye. Det er ikke lønnsomt for konkurrerende selskaper å bygge nytt nett når et nett først er etablert, det er heller ikke samfunnsmessig rasjonelt å bygge flere enn et nett. For å forhindre at aktørene med monopolmakt misbruker sin stilling har myndighetene underlagt dem en omfattende regulering. For å drive og eie nettanlegg kreves det konsesjon etter energiloven, og disse konsesjonærene er igjen underlagt direkte reguleringer og indirekte, eller incentivbasert, regulering.

5.1 Direkte regulering

Direkte regulering defineres ifølge Reiten, et al. (2014) «(...) følger av lov, forskrifter, konsesjoner og økonomisk regulering, og fordeler rettigheter og plikter mellom aktørene».

Den direkte og indirekte reguleringen i Norge reguleres hovedsakelig av energiloven (1990). Den direkte reguleringen sikrer at nødvendige investeringer gjennomføres, at nødvendig vedlikehold blir gjennomført og at driften av nettet blir gjort på en tilfredsstillende måte (OED, 2017b). Den direkte reguleringen tar ikke hensyn til bedriftsøkonomisk lønnsomhet. De samfunnsmessige målene til driften av nettet er todelt (Reiten, et al., 2014). Det er sikker strømforsyning uten avbrudd og kvalitetsavvik, samt tilknytning av nytt forbruk og produksjon og tilpasning av kapasiteten til eksisterende kunder ved behov. Den indirekte reguleringen er i stor grad knyttet til den første delen, mens den direkte lovgivningen er knyttet opp til den andre delen av samfunnsmessige målene, slik Reiten et al. beskriver det. Energilovens formål, etter § 1-2, sier at:

Loven skal sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, herunder skal det tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt.

Som det fremgår av formålsparagrafen skal formålene oppfylles på en samfunnsmessig rasjonell måte. Dette må forstås som minst mulig bruk av ressurser (Reiten, et al., 2014). Selskapene gis derfor incentiver for å bruke mindre ressurser og for å tilby kundene ytelser

med riktig kvalitet og pris. Det finnes også unntak fra lovgivningen, noen ganger er det samfunnsøkonomisk rasjonelt å ha lavere leveringskvalitet i et område.

Tre sentrale bestemmelser som følger av energiloven er områdekonsesjon, leveringsplikt og tilknytningsplikt, henholdsvis fremgår dette av § 3-2, § 3-3 og § 3-4. Disse henger sammen med formålene til energiloven som også Reiten, et al. (2014) presenterer. Særlig henger bestemmelsene sammen med lovens formål som gjelder tilknytning av tilknytning av nytt forbruk og produksjon, samt sikker forsyning. Omsetningskonsesjon regulerer alle som omsetter kraft i Norge, og sørger for likebehandling. Selskapsmessig og funksjonelt skille bidrar til å regulere monopolmakten til selskapene. Beredskapsforskriften sørger for at leveringskvaliteten blir opprettholdt også i ekstremtilfeller. Plusskunder og fellesmåling er særordninger som regulerer kunders forhold til kraftmarkedet, og er særlig relevante for regulering av mikronett.

Områdekonsesjon

En områdekonsesjonær, altså en som har konsesjon, har tillatelse til å bygge og drive et fordelingsnett innenfor et geografisk definert område (NVE, 2017h). De delene av nettet som er underlagt konsesjonær er delt opp geografisk, og begrenset rent teknisk oppad til 22 kV linjer (NVE, 2017h). Når et selskap innehar områdekonsesjon, påtar det seg plikter og ansvar for forbrukerne innenfor sitt område. Mange av disse pliktene blir gjennomgått nedenfor.

Leveringsplikt

Leveringsplikten utgår som tidligere nevnt av energilovens § 3-3. Leveringsplikten sikrer at alle netteiere som har områdekonsesjon plikter å forsyne forbrukskundene innenfor dette området med elektrisitet (NVE, 2016c). Leveringsplikten har to deler, tilknytningsplikten, som vil bli forklart nedenfor, og krav om at leveransen skal oppfylle visse vilkår. Disse vilkårene og kravene blir beskrevet detaljert i leveringskvalitetsforskriften (2004). Forskriften beskriver hvordan kunder skal varsles, hvordan avvik skal rapporteres, samt hvilke krav som stilles til leveringspålitelighet, spenning osv. NVE kan gi dispensasjon fra denne forskriften, men det står at «bestemmelsen er å anse som en sikkerhetsventil, og vil bli brukt restriktivt» (leveringskvalitetsforskriften, § 5.4.1, 2004). Det er derfor svært vanskelig å levere elektrisitet av en lavere kvalitet enn det som er beskrevet i forskriften.

Tilknytningsplikt

Tilknytningsplikten sikrer at nettselskapene tilbyr alle som ønsker det tilgang til nettet (NVE, 2015a). Leveringsplikten og tilknytningsplikten gjelder vanlige forbrukskunder (Hofstad og Eggan, 1999). Det skilles på tilknytning for produsenter og forbrukere av elektrisitet. Departementet kan gi unntak fra tilknytning for produsenter hvis det ikke er samfunnsmessig rasjonelt, men for forbrukere kan unntak kun gjøres i ekstraordinære tilfeller. Kraftprodusenter og større forbrukskunder omfattes kun av tilknytningsplikten, og ikke leveringsplikten (NVE, 2015a). I kapittel 6.1 presenteres forvaltningens praksis og vurdering av en sak for fritak for tilknytningsplikt og leveringsplikt. Det er viktig å bemerke at tilknytningsplikten er hjemlet i to forskjellige paragrafer i energiloven jfr. §3-3 og §3-4. I § 3-4 tar bestemmelsen for seg de tilfellene som ikke blir dekket av § 3-3. Dette gjelder stort sett reglene om produsentene. Leveringsplikten i § 3-3 omfatter derimot de fleste forbrukskundene. Før en tilknytning må det gjennomføres en utredning om konsekvensene for nettet (NVE, 2015a).

Anleggsbidrag

Leveringsplikten innebærer at områdekonsesjonæren må ta kostnaden for å reinvestere i anlegg som forsyner etablerte kunder (NVE, 2016c). En etablert kunde skal ikke betale mer om kunden er tilknyttet nettet med en gammel eller ny ledning. Hvis kunden ønsker økt kapasitet, må kunden bidra med et anleggsbidrag. Formålet til et anleggsbidrag er at kunden får synliggjort kostnadene ved tiltaket den vil gjennomføre, og kan da vurdere dette opp mot sitt behov (OED, 2017b). Prinsippet bak anleggsbidrag er at kunden som utløser kostnaden skal betale denne. Forskrift om kontroll av nettvirksomhet (1999) er hjemmel for utformingen av tariffene, eller nettleien, nevnt i kapittel 3. Denne forskriften er også hjemmel til anleggsbidrag og er foreslått endret. I forslaget til endring blir det foreslått at anleggsbidrag ikke får ha bunnfradrag, og at kostnadene skal fordeles til alle som tar i bruk investeringen eller kapasitetsutvidelsen i løpet av ti år (Velaug, et al., 2018). Denne endringen vil ifølge NVE forskriftsfeste det som per i dag er praksis. Det er usikkert om forslaget vil bli vedtatt slik det foreligger nå, og når det eventuelt trer i kraft.

Dersom det er en radiell tilknytning eller en tilknytning til en enkeltkunde, kan man ofte hente inn investeringskostnaden ved anleggsbidrag. Hvis den er i masket nett, kan man ikke det i dag, men det er foreslått endringer slik at dette skal være mulig (Velaug, et al., 2018). Hvis investeringen innen nettet og produksjonen ikke er samfunnsmessig rasjonell, kan nettselskapet søke om fritak fra tilknytningsplikt (NVE, 2015b). Tilknytningen mellom

produksjon og eksisterende nett kan enten eies og bygges av utbygger eller nettselskapet (NVE, 2015c).

Fritak fra leveringsplikt

Det finnes en unntaksregel fra leveringsplikten (NVE, 2016c). Denne regelen kan bare benyttes når levering «ikke med rimelighet kan etableres på vanlige vilkår» (NVE, 2016c). Eksempler på dette er fritidsbygg og hytter. Den kan også benyttes når det er mer rasjonelt å få levering fra andre nettselskaper. Det må da være rasjonelt fra geografiske, tekniske eller økonomiske grunner. Dette gjelder både ved nyinvesteringer og ved tilkobling av nye kunder. Det er sjeldent at det gis dispensasjon fra leveringsplikten når det er snakk om faste boliger og næringsvirksomhet. NVE skisserer at en mulig løsning er at netteier opprettholder leveringsplikten basert på en lokal energiforsyning (Hofstad og Eggan, 1999). Denne kan enten være basert på dieselaggregat, eller fornybar strøm. Generelt vil disse kundene miste retten til å forhandle frem en rimeligere avtale på det ordinære kraftmarkedet. De vil derimot få levert elektrisitet i henhold til netteiers standardkontrakter.

Omsetningskonsesjon

Alle eiere av nettanlegg skal ha omsetningskonsesjon. Energilovforskriften (1990) sier at alle som «(...) omsetter elektrisk energi eller som kan stå i en eller annen form for monopolsituasjon, må ha omsetningskonsesjon». Formålet med konsesjonsordningen er å sikre en samfunnsmessig rasjonell omsetning av kraft. I henhold til denne forskriften skal også konsesjonær sørge for ikke-diskriminerende, objektive tariffer og vilkår. Dette er altså en plikt som befatter alle som omsetter elektrisk kraft i Norge.

Levering av kraft uten kraftleverandør

På grunn av leveringsplikten må nettselskapene også alltid selge elektrisitet til kunden. De må da selge elektrisiteten til en pris bestemt av NVE (2018b). Denne prisen er den til enhver tid gjeldende spotprisen pluss et påslag på 6,25 øre, eller 5 øre/kWt pluss merverdiavgift. Vanlig gjennomsnittlig påslag på spotpris i markedet er derimot 1,9 øre. Dette gjelder for de første seks ukene og er ment som en overgangsordning. Deretter har nettselskapene muligheten til å sette en enda høyere strømpris hvis kunden ikke har funnet seg en leverandør.

Selskapsmessig og funksjonelt skille

Fra 1. januar 2021 vil det være krav om selskapsmessig og funksjonelt skille for nettselskap (NVE, 2018c). Det betyr at nettselskap skal være egne rettssubjekt innenfor et konsern, altså

egne selskap. Nettselskap kan heller ikke eie virksomhet som ikke er nettvirksomhet. Funksjonelt skille betyr at driften skal være uavhengig av virksomhet som ikke er nettvirksomhet. Tidligere har dette kravet bare vært for selskaper med over 100 000 kunder, men dette blir nå endret til 30 000 kunder (Stortinget, 2017–2018). Nå er det mulig for mindre selskaper å bare ha et regnskapsmessig skille mellom de ulike virksomhetsområdene (Reiten, et al., 2014). Dette betyr at de må ha forskjellige regnskap og budsjett for områdene.

Beredskapsforskriften

Beredskapsforskriften (2012) skal sørge for at det finnes krav som sørger for at de samfunnsmessige konsekvensene av ekstraordinære situasjoner blir redusert, og at normal drift av nettet kan bli opprettet på en sikker og effektiv måte (Sønsteby, et al., 2013). Det er en oppfatning blant større selskaper at deler av denne forskriften er arbeidskrevende å oppfylle (Statnett, 2016b).

Plusskunder

NVE (2017a) definerer plusskunder som «Sluttbruker med forbruk og produksjon bak tilknytningspunkt, hvor innmatet effekt i tilknytningspunktet ikke på noe tidspunkt overstiger 100 kW. En plusskunde kan ikke ha konsesjonspliktig anlegg bak eget tilknytningspunkt eller omsetning bak tilknytningspunktet som krever omsetningskonsesjon». (NVE, 2017a). Plusskunder har samme rettigheter som vanlige forbrukskunder, men må finne en kraftleverandør som vil kjøpe overskuddskraften. Formålet med denne ordningen er å gi veldig små produsenter muligheten til å delta i engrosmarkedet. Noe av det viktige i denne definisjonen er at en bare kan mate 100 kW tilbake på nettet og ikke kan ha konsesjonspliktig anlegg. Dette begrenser hva en kan drive av elektriske anlegg bak tilknytningspunktet. Blant annet må man ha konsesjon for å bygge vindkraftverk over 1 MW og for alle energianlegg med komponent over 1000 volt (NVE, 2017i). Plusskunder skal ikke betale avgifter for forbruk av egenprodusert elektrisitet fra solpanel. Før eksisterte dette som et ulovfestet fritak (Norsk solenergiforening, 2017). Dette er nå formalisert gjennom at unntaket har blitt forskriftsfestet i forskrift om særavgifter (2001)§ 3-12-16 og lyder:

Elektrisk kraft som produseres i solceller og som brukes direkte av produsenten selv er fritatt avgift. Det er et vilkår for fritak at kraften er produsert ved egne anlegg og at kraften som forbrukes går direkte via internt ledningsnett fra anlegget til forbrukerens bygning.

Plusskunder er fritatt for fastleddet i innmatingstariffen og har også et negativt energiledd på enkelte lokasjoner, plusskunder får altså betalt for å sende kraft inn på nettet (BKK, 2018). Dette fordi man antar at siden plusskunder er marginale innmatere lengst ute i nettet vil innmatingen føre til at det blir mindre tap i nettet.

Fellesmåling

Fellesmåling betyr at det er en måling og avregning av kunder gjennom et felles målepunkt (NVE, 2018d). Disse kundene vil ikke ha de samme rettighetene som kunder som blir målt individuelt. Et eksempel på dette er at de vil ha dårligere rettigheter ved strømbrydd. En konsekvens av fellesmåling er også at det blir færre som betaler nettleie, og økt nettleie for alle andre kunder i områdekonsesjonen. I 2010 ble fellesmåling for privatkunder opphevet. Kunder som allerede hadde etablert fellesmåling kan likevel beholde det til AMS er innført. Næringsbygg kan fortsatt ha fellesmåling. Det finnes unntak fra bestemmelsen om at alle må ha individuell måling og avregning. Unntaket gjelder i tilfeller hvor det vil være en urimelig merkonstand å ha individuell måling og avregning. Den samlede kostnaden hos kunde og nettselskap må være mindre enn nytten ved å ha individuell måling og avregning.

5.2 Indirekte regulering

5.2.1 Inntektsrammeregulering

Den indirekte reguleringen benytter ulike insentiver for å få selskapene til å oppfylle en del krav (OED, 2017b). Dette er hjemlet i kontrollforskriften (1999), og regulator NVE er har blitt delegert kompetanse til å utarbeide inntektsrammene gjennom energilovforskriften. Inntektsrammen er en maksimal inntekt et selskap kan hente ut fra sine kunder innenfor et gitt år. Dagens inntektsrammemodell er i all hovedsak fra 2007, men revideres løpende (NVE, 2018e). Denne inntektsrammen skal sikre at alle selskapene får dekket sine kostnader over tid, både investeringer, drift og en rimelig avkastning på kapitalen (OED, 2017b). Inntektsreguleringen er en balanseakt mellom hensynet til forbrukernes krav på sikker leveranse og billig strøm, og ivaretagelsen av nettselskapenes økonomi. I praksis gjennomføres dette med en kostnadsnorm og tilhørende dataomhyllingsanalyse. Alle nettselskap skal hovedsakelig få inntektene sine fra nettleien, og tariffene de setter kan ikke

være over den tillatte inntekten. Selskapene har stor frihet innenfor denne reguleringen til å gjøre tiltak slik de vil, så lenge målene blir oppfylt.

Inntektsrammen

Inntektsrammen (IR_t) består av et inflasjonsjustert kostnadsgrunnlag K_t fra år $t-2$ (Bjørndal, et al., 2010). Dette er de siste tilgjengelige regnskapstallene. Videre består inntektsrammen av en kostnadsnorm som er kalkulert ved hjelp av en dataomhyllingsanalyse basert på den relative effektiviteten til nettselskapene. Andelen av selskapets kostnader som dekkes direkte er i formel 1 notert som $(1-rho)$, mens andelen av inntekten som er basert på kostnadsnormen er rho . Mellom 2007 og 2009 var $rho=0,5$, noe som betydde at selskapene fikk igjen halvparten av sine kostnader. Etter 2009 ble rho økt til 0,6 og noe den fortsatt er. Denne justeringen gjorde at den delen av inntektsrammen som innehar insentivene, altså kostnadsnormen, ble økt, noe som gjorde at hele modellen fikk større insentiveffekt. Denne andelen på 0,6 er også grunnen til at mange kaller modellen bak inntektsrammen for «60-40 modellen».

$$IR_t = (1 - rho) * K_t + rho * K_t^* \quad (1)$$

Kostnadsgrunnlaget består av drifts- og vedlikeholdskostnader, notert som DV_{t-2} i formel 2 (NVE, 2017f). Disse justeres for endringer i konsumprisindeksen KPI mellom år $t-2$ og t . Videre er overføringstapet NT multiplisert med kraftprisen P tatt med for å få frem kostnadene som følge av overføringen av selve kraften. Til slutt er det inkludert avskrivninger AVS og avkastningsgrunnlaget AVG multiplisert med NVEs referanserente.

$$K_t = (DV_{t-2} + KILE_{t-2}) * \left(\frac{KPI_t}{KPI_{t-2}} \right) + NT_{t-2} * P_t + AVS_{t-2} + AKG_{t-2} * r_{NVE} \quad (2)$$

Den tillatte inntekten nettselskapene kan hente inn fra kundene sine er ytterligere modifisert ved at selskapene kan hente ut kostnader fra overliggende nett og eiendomsskatt i tillegg til inntektsrammen (NVE, 2017f). I tillegg justeres den tillatte inntekten av selskapenes investeringsaktivitet de to årene i $t-2$ og t . Selskapene blir også trukket «kvalitetsjusterte inntektsrammer ved ikke levert energi», kort kalt $KILE$. Dette er incentiver som skal sørge for at kostnader for brudd i strømforsyningen til forbrukere også blir tatt med i nettselskapenes

lønnsomhetsvurderinger. Dette er for å sammenstille incentivene mellom DSO og forbrukerne. KILE-kostnadene differensierer to ulike parametere som ulike kundegrupper og tid. Kundegrupper utgjøres av jordbruk, hushold, industri, handel og tjenester, offentlig virksomhet, og industri med eldre prosesser. Ulike avbrudd differensieres fra under et minutt, et minutt opp til en time, mellom en time og fire timer, mellom fire timer og åtte timer, og over åtte timer (NVE, 2016b). Siden *KILE* er med i inntektsrammegrunnet vil nettselskapene bli belastet 60 prosent av differansen mellom «normert» *KILE* og «faktisk» *KILE*. Et selskap som har samme faktiske KILE-kostnader som kostnadsnormen vil altså ikke måtte redusere inntekten sin.

NVE regulerer også mer- og mindreinntekten til selskapene, slik at hvis et selskap henter inn for mye inntekt et år på grunn av, for eksempel, avvikende strømforbruk, må det redusere inntektsinngangen neste år (NVE, 2017f). Mer- eller mindreinntekten må gå mot null på sikt, og det er en nedre grense for hvor mye en kan utsette i form av mindreinntekt.

Kostnadsnormen

Kostnadsnormen som NVE benytter består også av tre forskjellige trinn, hvor det første trinnet er kalkuleringen av kostnadsnormen med dataomhyllingsanalysen nevnt nedenfor (Langset, 2017). Det andre trinnet er en korreksjon av resultatene fra dataomhyllingsanalysen. Her korrigeres det blant annet geografiske forhold som helning, småkraft, temperatur osv. Det siste trinnet i kostnadsnormen er en kalibrering slik at det er mulig for selskapene å oppnå supereffektivitet (Bjørndal, et al., 2010). Her blir inntektsrammen justert opp slik at den reflekterer de totale kostandene for alle selskapene. Dette gjøres for å gi selskapene et insentiv til å drive effektivt over tid, og ikke slutte med forbedringer når de nærmer seg 100 prosent effektivitet.

Dataomhyllingsanalyse

DEA, eller dataomhyllingsanalyse, er definert som «en matematisk programmeringsmetode for å estimere beste praksis produksjonsfronter og for å evaluere den relative effektiviteten av forskjellige enheter» (Bogetoft og Otto, 2011). Dette er den metoden som brukes av NVE for å kalkulere kostnadsnormen (NVE, 2017j). Formålet med dataomhyllingsanalysen fra NVEs side er å sammenligne de ulike selskaperes drift, organisering, bruk av riktig teknologi samt investeringer. Dataomhyllingsanalyse bygger på produksjonsteori, der alle firmaene innenfor et datasett skal ha en felles teknologi (Bogetoft og Otto, 2011). Denne optimale teknologien T brukes til å måle effektiviteten. I en dataomhyllingsanalyse estimerer en heller den optimale

produksjonsteknologien ut fra det beste interne estimatet, kalt T^* . Dette er det såkalte minimale ekstrapoleringsprinsippet.

5.3 Europeisk regulering

Europeisk regulering griper inn i norsk regulering gjennom EØS-avtalen. Derfor er europeisk regulering også relevant for hvordan det norske kraftmarkedet blir regulert.

5.3.1 EU tredje energimarkedspakke

Den 22. mars 2018 samtykket Stortinget til at den tredje energimarkedspakken skal implementeres i EØS-avtalen (Europalov, 2018). Denne pakken inneholder en rekke reguleringer: Norsk deltagelse i ACER, krav til sluttbrukermarkedet og forbrukerrettigheter for å nevne noe.

5.3.2 EUs vinterpakke

I revisjonen til den tredje energimarkedspakken, også kalt vinterpakken, kalt «Clean energy for all Europeans» på engelsk, understrekes viktigheten av forbrukerdeltakelse (EU-kommisjonen, 2016c). Det skal derfor legges til rette for forbrukere som kan forbruke, lagre og selge elektrisitet. Reguleringene som ble vedtatt i den tredje energimarkedspakken er nå oppe til revidering (OED, 2016b). I markedsregelverket foreslås det blant annet at elmarkedsdirektivet blir revidert. Det er her de fleste reguleringene rundt lokale energisamfunn er, andre deler som blir revidert er for eksempel ACER-forordningen. Videre er det endel forslag til endringer i EUs 2030-mål for fornybar energi og energieffektivisering. Det viktigste med tanke på mikronett her er forslaget til nytt fornybardirektiv som regulerer fornybare energisamfunn. De andre delene av vinterpakken inkluderer styringssystemet for energiunionen, og forskning og innovasjon.

5.3.3 Local energy communities

Revidert elmarkedsdirektiv

Bakgrunnen for ønsket fra EU-kommisjonen om regulering av lokale energisamfunn, kommer fordi det er en trend med raskt fallende kostnader for ny teknologi, noe som fører til at flere konsumenter kan redusere sine elektrisitetsregninger ved å produsere elektrisitet selv (EU-kommisjonen, 2016a). Disse prosumertene blir i dag hindret på grunn av manglende regelverk. EU-kommisjonen ser på lokale energisamfunn som en måte å regulere og legge til rette for mer slik energiproduksjon, på en effektiv måte.

Lokale energisamfunn, på engelsk «local energy communities», reguleres i det reviderte elmarkedsdirektivet artikkel 16. De er definert som:

En organisasjon, samvirke, partnerskap, veldedig organisasjon eller andre juridiske enheter som er kontrollert av lokale aksjonærer, eller medlemmer, er verdibasert foran profittmaksimerende, som er involvert i distribuert energigenerering og utfører aktiviteter som DSO, tilbyder eller aggregator på lokalt nivå (EU-kommisjonen, 2016a).

Lokalt nivå kan også inkludere lokale energisamfunn på tvers av landegrenser. Et mikronett som er eid og drevet av de som normalt bor innenfor mikronettet kan være et eksempel på et lokalt energisamfunn.

EU-kommisjonen (2016a) trekker frem noen viktige poeng ved lokale energisamfunn i det reviderte elmarkedsdirektivet. Lokale energisamfunn gir alle konsumenter en mulighet til å ta del i produksjonen, konsumeringen og delingen av elektrisitet. Lokale energisamfunn kan også bidra til å redusere energifattigdom gjennom lavere tariffer og forbruk, og øke energieffektiviteten hos husholdningene. Det er også viktig at lokale energisamfunn får en rettferdig tilgang til nettet for øvrig på betingelser som reflekterer kostnadene. Det skal også være frivillig for husholdningskonsumenter å delta i et lokalt energisamfunn. Det er også viktig for EU-kommisjonen at konsumenter ikke mister rettigheter ved å delta i et lokalt energisamfunn, og at de kan gå tilbake på det gamle nettet og få samme rettigheter der også. Lokale energisamfunn skal også ha rett til å eie, etablere eller leie lokale nett og å drifte de autonomt. Lokale energisamfunn skal også ha tilgang til alle organiserte markeder.

En viktig presisering fra EU-kommisjonen (2016a) er at lokale energisamfunn som utfører aktiviteter som en DSO gjør også må følge regler som andre DSO. En distribusjonssystemoperatør er ansvarlig for å sørge for at nettet på lang sikt kan møte etterspørselen etter elektrisitetsdistribusjon, og operere, vedlikeholde og utvikle et stabilt, sikkert og effektivt system for distribusjon av elektrisitet. Andre oppgaver som en DSO har ifølge elmarkedsdirektivet er informasjonsbehandling og sørge for stabilitet på nettet. Det skal være mulig for lokale energisamfunn å inngå driftskontrakter med en DSO som det lokale energisamfunnet er tilkoblet. Her skal da DSO drive nettet for det lokale energisamfunnet. En annen viktig bemerkning er at brukere som ikke er medlemmer eller eiere av det lokale energisamfunnet har rett på en rettferdig tilknytningskostnad som reflekterer de virkelige kostnadene. Hvis partene ikke blir enige om en pris kan regulator steppe inn og sette en fornuftig pris for dem. Kostnadene knyttet til bruk av nett utenfor det lokale energisamfunnet skal også reflektere kostnadene ved bruken. Disse kostnadene skal regnskapsføres separat. Andre ting som påvirker DSO og mikronett er artikkel 36 som sier at DSO ikke skal eie, drive eller utvikle energilagingsfasiliteter så lenge som at andre ikke er interesserte eller at DSO trenger disse til å utføre sine forpliktelser.

Høringssvar

Høringen i forbindelse med vinterpakken har noen interessante høringssvar (OED, 2016b). Hafslund (2017) påpeker at det ikke finnes lovgivning for hvordan lokale energisamfunn skal kunne ta over, eller lease, nettet fra Hafslund. Videre påpeker de at det i dagens lovgivning kreves omsetningskonsesjon, individuell måling av hver boenhet m.m. Hafslund påpeker også at det er en rekke uavklarte problemstillinger rundt disse nettenes regulering; er de fritatt for konsesjon, har de tilstrekkelig kompetanse til å drifte nettet forsvarlig, hvordan unngå parallell infrastruktur m.m. Hafslund mener i høringssvaret at det ikke er bra at lokale energisamfunn får lov til å etablere seg med mindre det er en samfunnsøkonomisk lønnsom løsning. Dette begrunner de med at kostnadene for andre kunder øker. Skagerak Energi (2017) utdyper noen av momentene til Hafslund (2017) i sitt høringssvar og legger til noen nye. De påpeker at flere mindre aktører kan gi mindre stordriftsfordeler og økt parallell infrastruktur. Videre påpeker de at kunderettighetene må bli like godt ivaretatt i lokale energisamfunn. Skagerak energi påpeker også at likebehandlingen av aktører som tilbyr tilsvarende tjenester kan føre til dagens områdekonsesjonsordning må endres, da for eksempel samvirkelag som i dag er en vanlig nettoperatør kan bli lokale energisamfunn. Skagerak energi synes også det er viktig å likebehandle all elektrisitet med hensyn til avgifter, slik at all elektrisitet i lokale

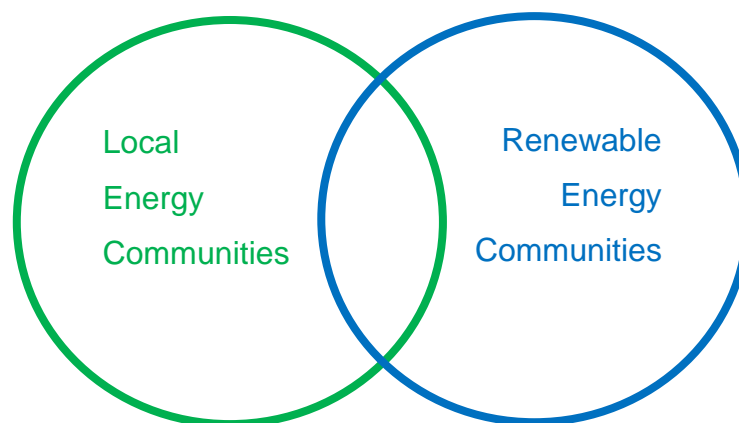
energisamfunn blir beskattet likt med den utenfor. KS Bedrift Energi (2017) er skeptisk og lurer særlig på hvordan overskudd fra offentlige selskaper skal betraktes. NVE (2017k) kommenterer veldig kort rundt energisamfunn:

Det foreslås regler for og innføring av begrepet lokale energisamfunn. Det bør vurderes nærmere hvilken betydning en slik ordning kan ha for både rettighetene til kunder som er tilknyttet slike ordninger, samt hvilken konsekvens etableringen kan ha for øvrige nettkunder som ikke inngår slike lokale energisamfunn.

Ellers mener Statkraft (2017) at det ikke bør være unntak fra artikkel 36 slik som EU-kommisjonen foreslår.

5.3.4 Renewable energy communities

I forslaget til nytt fornybardirektiv beskriver EU-kommisjonen (2016b) en annen ordning, fornybarsamfunn, som ligner på lokale energisamfunn. Fornybarsamfunn skal ifølge EU-kommisjonen få lov til å produsere, konsumere, lagre og selge fornybar energi. Et fornybarsamfunn må være en liten eller mellomstor bedrift (SME) eller en ideell organisasjon. Et fornybarsamfunn må også oppfylle fire av fem krav, der de fleste går på hvem som sitter i styret og hvem som er medlemmer. Det er også lagt inn et krav om at installert effekt ikke kan overgå 18 KW, målt som et årlig snitt over fem år.



Figur 16. Local Energy Communities og Renewable Energy Communities er delvis overlappende konsept slik det fremgår av EU-reguleringen.

Fornybarsamfunn og lokale energisamfunn er delvis overlappende betegnelser, illustrert i figur 16. «Council of European Energy regulators» (CEER, 2017) påpeker at definisjonene for fornybarsamfunn og lokalt energisamfunn er overlappende og uklare, men tolker

fornybarsamfunn som et lokalt energisamfunn som kun benytter seg av fornybare energikilder. CEER mener også at fornybarsamfunn bør være en undergruppe av lokale energisamfunn. I fornybardirektivets artikkel 2 står det at prosumenter som er «legal persons» kan selge overskuddselektrisitet sin inn på nettet til fornuftige priser så lenge de ikke mater inn mer enn 500 MWt i løpet av et år (EU-kommisjonen, 2016b). For husholdninger er en grense på 10 MWt satt. Medlemsland kan sette høyere satser hvis de ønsker dette.

6. Gjeldende forvaltningspraksis og investeringsanalyse

6.1 Forvaltningens vedtak ved Gåsvær i Nordland

6.1.1 Bakgrunn

Helgeland Kraft forsørger øya Gåsvær i Herøy kommune i Nordland fylke med elektrisitet via en sjøkabel (Helgeland Kraft AS - vedtak, 2015). På Gåsvær er det en fastboende, samt at det er noe næringsvirksomhet i form av turisthytter som er planlagt oppsatt. Det er også en del fritidsboliger på Gåsvær. Sjøkabelen til Gåsvær må snart byttes ut, og denne reinvesteringen er ventet å koste 11,76 kr per kWt. Forventet nettleie fra disse kundene er beregnet til 1,15 kr per kWt.

Helgeland Kraft har søkt om fritak fra leveringsplikten og tilknytningsplikten til disse kundene, men fikk avslag på denne søknaden av NVE og senere i klageinstansen OED (Helgeland Kraft AS - klage, 2013). Helgeland Kraft ble deretter rådet av OED til å søke fritak fra leveringsplikten og tilknytningsplikt til fritidseiendommene, og heller søke om fritak fra tilknytningsplikt, men ikke leveringsplikt, til næringsvirksomheten og den fastboende. Dette ble da gjort og godtatt av NVE og OED (Helgeland Kraft AS - innvilgelse av søknad, 2016).

Rent praktisk så skal Helgeland Kraft opprette og drifte et frittstående anlegg for å forsyne den fastboende og næringsvirksomheten (Helgeland Kraft AS - vedtak, 2015). Eierne av fritidsboligene har fått utbetalt et engangsbeløp på 50 000 kr med råd om å selv opprette en lokal energiforsyning der de skal ta i bruk det eksisterende lavspentnettet. En lokal energiløsning anslås av Power Controls å koste fritidskundene 4,48 kr per kWt etter fratrukket engangsbeløp. De årlige kostnadene for Helgeland Kraft for å forsyne Gåsvær vil synke fra 1 200 000 kr til 300 000 kr med den forespeilte løsningen.

6.1.2 Forvaltningens vedtak

Grunnlaget for selve vedtaket ble fattet på bakgrunn av energilovens § 3-3. Bestemmelsen gir mulighet for fritak fra leveringsplikten dersom det foreligger «særlige grunner», og når tilknytningen ikke med «rimelighet» kan opprettholdes (Hofstad og Eggan, 1999). Med andre ord må det være en ekstraordinær ulønnsom investering. Bestemmelsen åpner opp for en skjønnsmessig vurdering. Viktige momenter som forvaltningen legger vekt på er hvorvidt boligene er fritidsboliger e.l., hvorvidt aktiviteten på stedet er lav og nedadgående, samfunnsmessige virkninger ved å bryte strømforsyningen, miljømessige virkninger og fastboende. Dersom det er fritidsboliger, vil en oftere innvilge fritak fra leveringsplikten. Lav aktivitet på stedet vil også gjøre det lettere å innvilge fritak. Virkninger på samfunnet og miljøet vil kunne telle både for og imot fritak. For eksempel kan det være sjenerende med kraftlinjer og skadelig for miljøet med motoraggregat. For denne saken på Gåsvær la forvaltningen mest vekt på momentet med faste bosettinger og næringsvirksomhet. Stortinget har tidligere sagt at det ikke skal gis dispensasjon fra leveringsplikten, men at det kan opprettes lokale energiløsninger.

NVE og OED, som er klageinstansen, støtter Helgeland Kraft i at kostnadene er for høye i forhold til inntekten (Helgeland Kraft AS - innvilgelse av søknad, 2016). Eierne av fritidseiendommene blir derfor unntatt fra leveringsplikten og tilknytningsplikten. Den fastboende og næringsseiendommene blir ikke unntatt fra leveringsplikten, men blir unntatt fra tilknytningsplikten. I den første saken søker Helgeland Kraft om fritak fra levering til alle kundene, men får avslag fordi det er viktig å opprettholde levering av elektrisitet til den fastboende og næringsvirksomheten (Helgeland Kraft AS - klage, 2013). I den følgende saken må Helgeland Kraft etablere en lokal energiløsning på Gåsvær for disse kundene (Helgeland Kraft AS - vedtak, 2015). Til miljømomentet sier NVE at det ikke er «vesentlig forskjell» i CO² utslipp mellom de to løsningene. NVE påpeker også at det blir mindre høyspentmaster, som gir positive visuelle virkninger. Å opprettholde levering av strøm til næringsvirksomhet er positivt da det skal etableres ny virksomhet på Gåsvær. NVEs samlede vurdering er at kostnadene, som er ti ganger høyere enn inntekten, er for kostbart, og lokale energiløsninger skal benyttes for å oppfylle leveringsplikten.

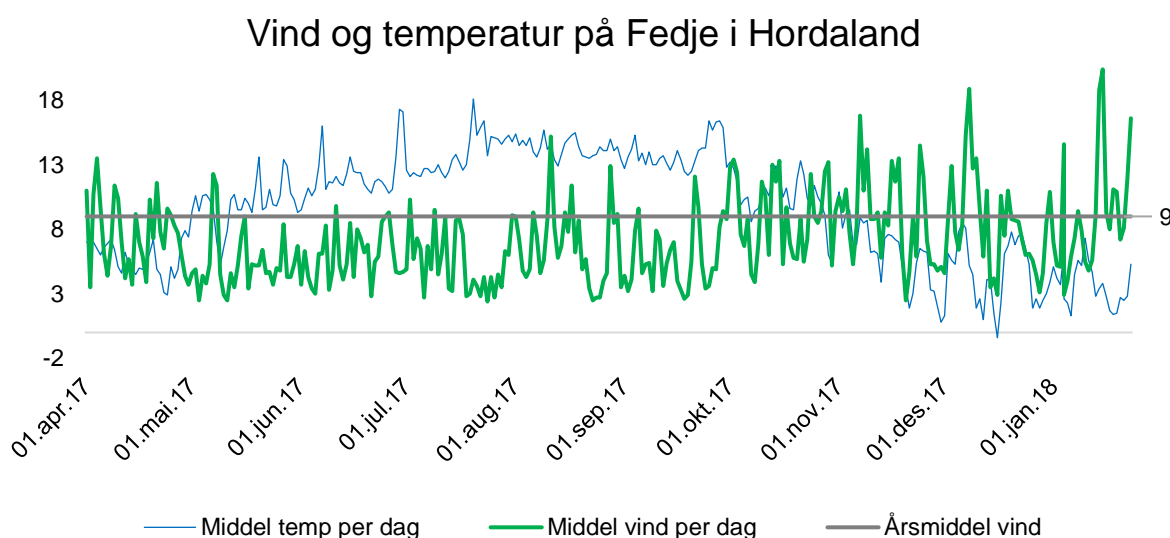
6.2 Mikronett som alternativ på Fedje i Hordaland

Fedje er et øysamfunn og Norges vestligste kommune og ligger nord i Hordaland, sør for innseilingen til Fensfjorden. Hovedøyen er på 7,4 km² og ligger værutsatt til med 125 mindre øyer rundt seg. Det bor i dag om lag 550 innbyggere på Fedje (Fedje Kommune, 2018).

6.2.1 Bakgrunn

Fedje inngår i BKK sitt konsesjonsområde og er i dag forsynt med kraft via sjøkabler. Det er 525 nettabonnenter på Fedje fordelt på 475 husholdninger og fritidsboliger, mens de øvrige 50 er fordelt på offentlige bygg, handel, industri og jordbruk. Samlet elektrisitetsforbruk på Fedje er om lag 9.100 MWt per år. Topplast ligger på om lag 1,3 MW⁶.

Fedje ligger langt ut fra fastlandet og har svært gode vindforhold for kraftproduksjon. I snitt blåser det 9 m/s gjennom et år på Fedje. Det blåser i tillegg jevnt gjennom hele året, men mest om vinteren slik det går frem av figur 17 under. Figuren viser i tillegg hvordan tilgang på vindressurser samvarierer med behov for oppvarming. Vind er oppgitt i m/s og temp i grader C på samme akse. Tall fra meteorologisk institutt.



Figur 17. Vind og temperaturforhold på Fedje.

⁶ Informasjon oppgitt fra områdekonsesjonær BKK Nett.

Ved en nylig anbudsutsetting vant Fjord1 kontrakten om drift av blant annet fergen mellom Fedje og Sævrøyna, som er fastlandsforbindelsen til Fedje. Fergesambandet skal driftes med ny el-ferge som skal leveres høsten 2019 og settes i drift fra 1. januar 2020 (Haaland, 2018). En el-ferge vil øke effektuttaket betraktelig. En nær dobling fra omlag 1,3 til 2,6 MW er forventet fra områdekonsesjonær. En dobling av effektuttaket fra øya kan overstige kapasiteten ved dagens nettilkobling eller legge begrensninger for videre utvikling på Fedje. Det kan i tillegg skape kapasitetsutfordringer innad i distribusjonsnettet på Fedje. Ved el-fergesambandet Oppedal-Lavik er kapasitetsproblemer fra effektuttak i lavspentnettet løst med mellomlagring i store batteri ved kaien (Istad, et al., 2017).

6.2.2 Investeringsalternativer

Fedje er ifølge NVE sitt atlas i dag tilkoblet nettet med to sjøkabler. Se figur 31 i appendiks. To kabler benyttes normalt av hensyn til kostnader ved brudd, de tidligere nevnte KILE-kostnadene. Ved et investeringsbehov som følger av endt teknisk levealder på eksisterende sjøkabler eller behov for økt effekt på Fedje, vil utbygging av DER og etablering av et mikronett være et alternativ. Sjøkabler og mikronett er i utgangspunktet ikke gjensidig utelukkende, i tråd med definisjonen under kap. 2. Likevel har vi i denne investeringsanalysen regnet på mikronett og konvensjonell nettilknytning som gjensidig utelukkende alternativer. Dette vil synliggjøre avstanden til nettpariteten som nevnt under kapittel 4.1.6. Videre vil det være en måte å vurdere alternativene opp mot hverandre med hensyn til forbrukernes foretrukne alternativ. Allerede vedtatt, og særlig kommende EU-regulering, som er gjennomgått i kap 5.3, har et svært tydelig og til tider nær ensidig fokus på maksimering av forbrukernes nytte. Derfor vil beregninger som har som utgangspunkt forbrukernes foretrukne alternativ, også være nyttig for andre interessenter i kraftsystemet, herunder særlig nettselskapene.

6.2.3 Forventet utvikling i relevante kostnadsdrivere

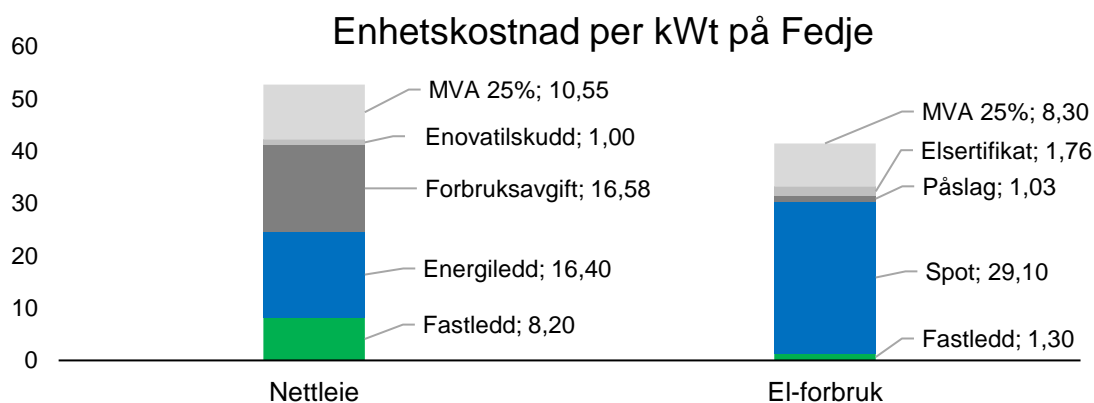
I samråd med ingeniør- og rådgivningsselskapet Powel⁷ anslår vi at DER installert i prosjektet vil ha en levetid på 25 år. Unntaket er litium-ion batterier som er lagt inn med reinvestering i

⁷ Basert på samtaler med Powel våren 2018 og deres mikronett generator. Men som et overslag og ikke nøyaktig levealder.

år 15. Med 2019 som første driftsår, blir siste driftsår 2043. For investering i DER er det dagens kostnadsnivå som vil avgjøre om prosjektet er lønnsomt eller ikke. For nett- og kraftkostnader fra nettet har fremtidig utvikling betydning for NPV ved igangsettelse i dag siden dette er en løpende kostnad og ikke en engangsinvestering. Ved å se på forventet utvikling for de viktigste kostnadsdriverne kan vi dermed anslå lønnsomheten for prosjektet ved igangsettelse lenger frem i tid, samtidig som vi tar hensyn til forventet utvikling i nettleie og kraftpriser fra nettet. Under har vi sett på forventet utvikling i kostnadsdriverne frem mot 2040.

Ved tilkobling til konvensjonelt nett

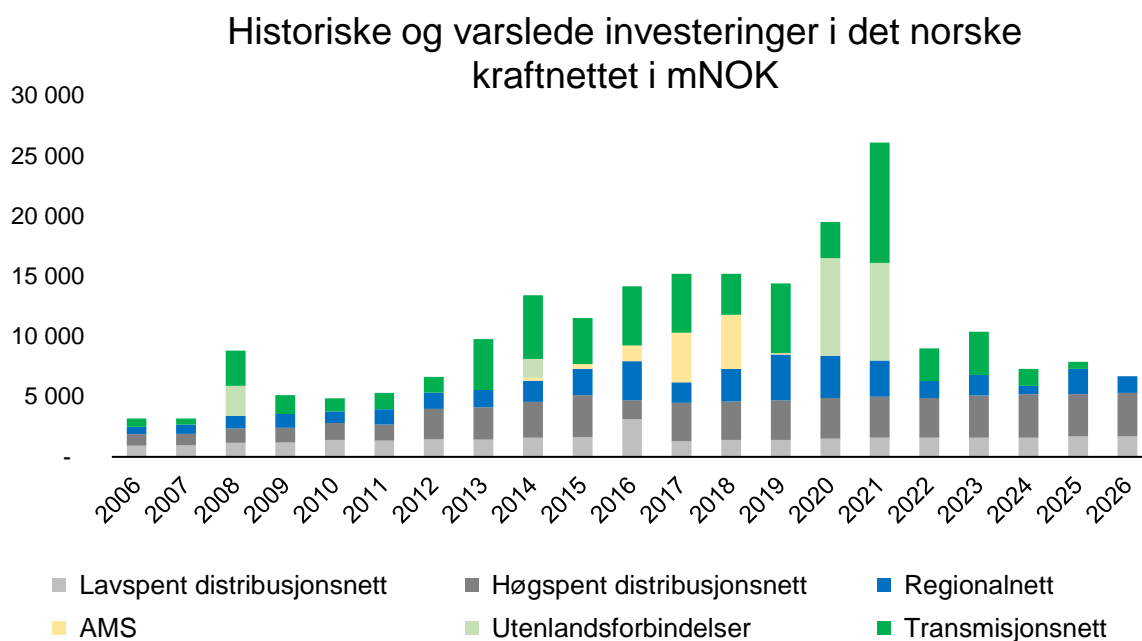
Ved tilkobling til det konvensjonelle kraftnettet vil områdekonsesjonær, i dette tilfellet BKK Nett, drifte og vedlikeholde krafttilgangen for brukerne på Fedje. Brukerne på Fedje må tilsvarende betale nettleie og en pris for kraften de forbruker. Nettleien og kraftpris til forbruker utgjøres av flere komponenter som vist i figur 18. Her er prisene hentet ut medio mai 2018. Disse ligger også til grunn for videre beregninger. Nettleien bestemmes gjennom innteksreguleringsmodellen som beskrevet i kapittel 5.2. Prisen på elektrisitet er markedsbasert som beskrevet under kapittel 3.2. Nettleien utgjør i mai 2018 56 prosent av strømregningen mens elektrisitetsforbruket utgjør de resterende 44 prosentene. Dette gitt et forbruk på 20.000 kWt i BKK sitt konsesjonsområde og med spotprisavtale fra Fjordkraft. Nedenfor går vi gjennom forventet prisutvikling for henholdsvis nettleien og kraftprisen for norske forbrukere. Figur 18 viser at prisene utgjøres av en betydelig andel avgifter. Framskrivninger av nettleie og kraftpris utover inflasjon, vil kun påvirke energiledd og fastledd på nettleien, og spotkomponenten på kraftprisen. Synlig som blått og grønt i figur 18. Merverdiavgiften vil øke tilsvarende 25 prosent av endringene i disse for privatkunder.



Figur 18. Detaljert oppsetning av nettleie og kraftpris på Fedje (BKK Nett, 2018). Gjelder ved 20.000 kWt forbruk per år. Priser i øre/kWt.

Nettleie

Som beskrevet i innledningen er den tekniske levealderen for store deler av nettet snart passert. Derfor er det forventet at samlede investeringer i nettet vil øke betydelig i årene som kommer. I tillegg kommer nyinvesteringer som innføringen av AMS og utbygging av utenlandsforbindelser. Siden nettet er finansiert over nettleien, må et økt investeringsnivå dekkes inn av økt nettleie. Figur 19 viser historiske investeringer i det norske nettet tilbake til 2006, og prognostiserte fra 2017 frem til 2026. Tallene⁸ kommer fra arbeid med NVE sine rapporter Status og Prognoser for kraftsystemet fra 2016, Kostnadsanslag for AMS fra 2017 og Kraftsystemutredningen for transmisjonsnettet fra oktober 2017. Investeringens fulle kostnad går inn i analysen i det året prosjektet blir satt i drift. Dette kan i noen tilfeller gi en skjev fordeling. Like fullt er dette kun å regne som et overslag og derfor er ikke betydningen vesentlig. Per mai 2018 er dette likefullt det beste anslaget på kommende investeringsbehov.

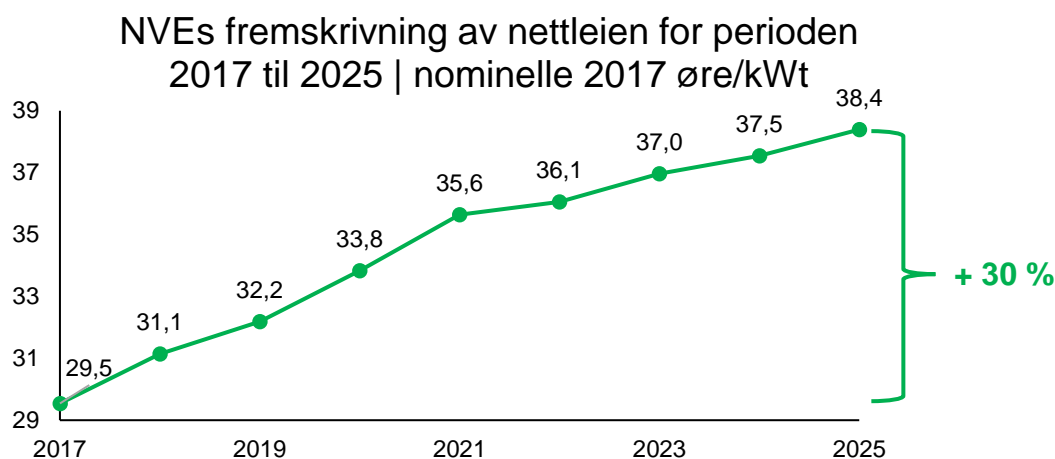


Figur 19. Faktiske investeringer frem til 2016 og varslede investeringer i årene frem til 2026. Alle tall 2016 mNOK.

Som det går frem av figur 19 er det en stabil vekst i DSO sine ordinære ansvarsområder som distribusjonsnett og regionalnett, mens den ekstraordinære veksten kommer fra AMS, utenlandskabler og oppgradering eller utbedring av transmisjonsnettet. Slik systemet er i dag

⁸ Oppgitt i korrespondanse med NVE våren 2018.

er det forbrukerne i nettet som må dekke inn mesteparten av de økte kostnadene. Med bakgrunn i prognosene over har NVE beregnet at økningen i tillatt inntektsramme fordelt utover forventet forbruk i perioden kan gi en nominell økning i nettleien per kWt på om lag 30 prosent i perioden mellom 2017 og 2025, som vist i figur 20. For investeringsanalysen antar vi stabil nettleie etter 2030.



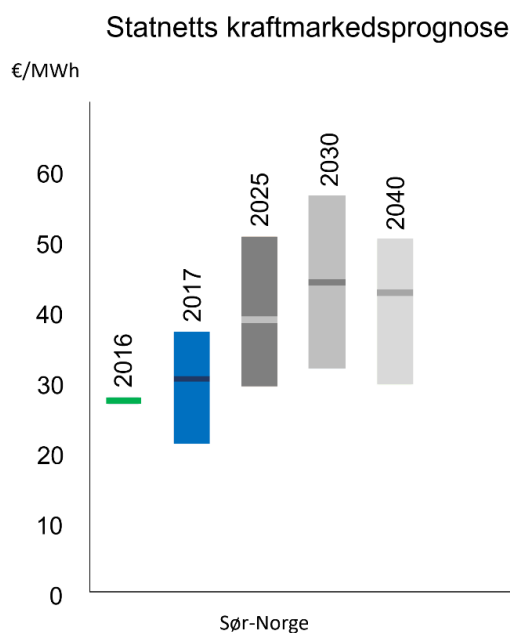
Figur 20. Prognostisert utvikling i nettleien for perioden 2017 til 2025. Tall oppgitt fra NVE våren 2018. Tallene gjenspeiler et landsnitt og avviker noe fra tilsvarende tall benyttet fra BKK Nett.

Elektrisitet levert over nettet

Ordinære forbrukere får i dag levert elektrisitet via el-avtaler de har med sin kraftleverandør. Tariffene er forskjellige om man er en privat kunde eller bedriftskunde, med merverdiavgift som den viktigste forskjellen. Videre i analysen har de 475 husholdnings- og fritidsboligkundene blitt behandlet som ordinære privatkunder. Som utgangspunkt for beregningene har vi brukt Fjordkraft sin kraftavtale «Lavprisavtale Privat»⁹. Den har et fastledd på 27 kr per måned og et variabelt ledd på 39,87 øre per kWt som inneholder spotpris på kraften, tilskudd til elsertifikatordningen og øvrig påslag, se figur 18 over. Her er alle priser inklusiv merverdiavgift. Nettabonnenter som går under kategorien handel og tjenester, industri, jordbruk og offentlig har blitt regnet inn med en bedriftsavtale. Dette er også en avtale fra Fjordkraft, «Spotpris Web»⁹. Her inngår et fast månedlig beløp på 49 kr og spotpris 29,11 øre per kWt. Spotprisen inkluderer variable innkjøpskostnader.

⁹ Prisene er hentet fra Fjordkraft.no den 13. mai 2018. For detaljert oppsett se appendix.

Kraften vi kjøper og forbruker i Norge er en del av, og påvirkes av, det europeiske kraftmarkedet. Den økende andelen fornybar energi i den europeiske energimiksen har endret dynamikken for prissetting av elektrisitet siden kostnadssiden og forutsigbarheten for fornybare og fossile kraftkilder er svært ulike. Historisk har elektrisitetsprisene vært styrt av marginalkostnadene på innsatsfaktorer som kull og gass. Fornybare energikilder som vind, sol og vannkraft har tilnærmet null i marginalkostnad, men har til gjengjeld svært variabel produksjon, med unntak av vannkraft med magasin slik vi har i Norge. Statnett (2016a) viser i sin langsiktige markedsanalyse fra oktober 2016 at prisene frem mot 2040 vil øke som følge av høyere priser på CO₂ utslipp. En følge vil være redusert bruk av kullkraft til fordel for gasskraft. I tillegg vil betydelig økt andel fornybar kraft, i tråd med drøftingen over, gi større volatilitet i elektrisitetsprisene. Statnett operer derfor med store utfallsrom i sine analyser, noe som også er nødvendig med så langsiktige prognoser. Dette går tydelig frem av figur 21. For investeringsanalysen antar vi følgelig en prisøkning fra om lag 30 €/MWh til 40 €/MWh, som gir utslag i 33 prosent høyere spotkomponent gradvis i perioden fra 2017 frem mot 2025. Og gradvis fra 40 €/MWh til 45 €/MWh fra 2025 frem til 2040. Totalt en økning på om lag 50 prosent i spotprisen fra dagens nivå. Avslutningsvis er det viktig å understreke at usikkerheten ved en så langsiktig prognose med så mange volatile eksogene variabler er betydelig, og kan kun brukes som et grovt anslag. Elsertifikater er tatt ut etter 2035 siden ordningen utløper da (OED, 2018).



Figur 21. Statnett sine anslag for utviklingen i kraftmarkedsprisen for Sør-Norge i perioden 2016-2040 (Statnett, 2016a).

Kostnadsdrivere for mikronett

PV – solpaneler

Prisutviklingen for PV har redusert prisene for solpaneler betydelig de siste fem til ti årene. Selv om man antar at mye av kostnadsbesparelsene er hentet ut, er det ventet at prisene vil være under 100 USD per MWt før 2020 og videre en tilnærmet halvering innen 2030 (IEA, 2017b). Dette er i tråd med figur 22. Videre er det viktig å understreke at man ikke kan forvente de samme enhetskostnadene på mindre PV-anlegg som ved det som IEA henviser til som «utility-scale solar PV». «Utility scale solar PV» kan forenkles til stordrift PV-produksjon i anlegg på om lag 50 MWp og oppover. Siden Fedje er spesielt godt egnet for vind, utgjør dette i all hovedsak DER i investeringscaset. Likefullt kan PV være et bedre alternativ for DER, for eksempel til mikronett inn i landet i Sør-Norge. Virkningsgraden for solpaneler begynner å bli så god at man kan få god effekt også for bruk langt nord i Europa, som i Norge. Dette er drøftet i kapittel 4.

Vindturbiner

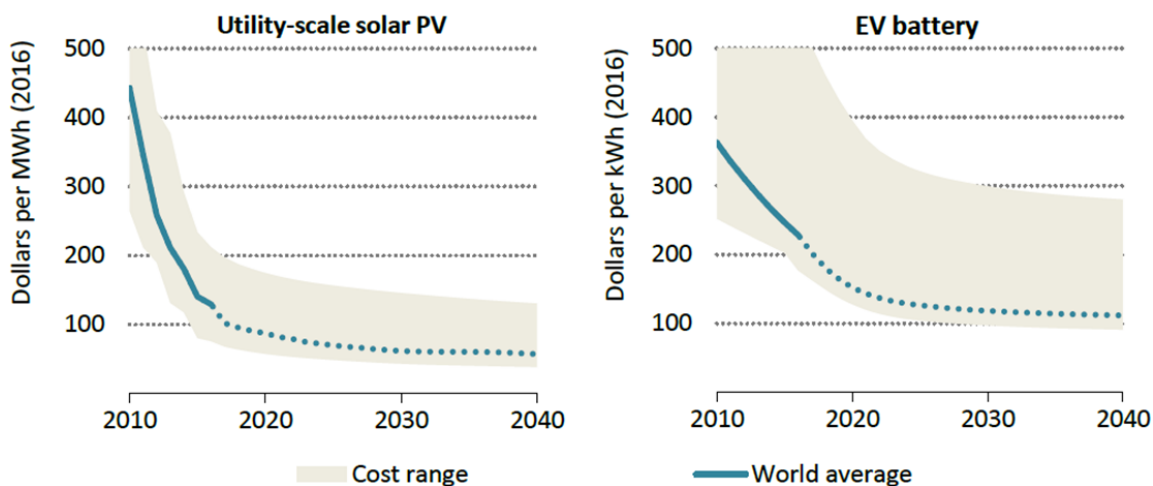
Prisene for kWt levert fra vindturbiner har også blitt betydelig redusert de siste årene. Som vist under kapittel 4.1.2 har LOCE fra vindkraft siden 2009 og frem til 2017 blitt redusert til om lag en tredjedel. Prisutviklingen for levert energi fra vindturbiner har ifølge NORWEA¹⁰, en interesseorganisasjon for vindkraft i Norge, vært drevet i større grad av forbedret effektivitet fra turbinene enn redusert installeringskost alene. NORWEA forventer ytterligere reduksjon i kostnad for vindenergi fremover med større og mer effektive vindturbiner. Bloomberg (2017), et nyhets- og analysebyrå, forventer fortsatt vesentlig lavere LCOE fra onshore vindenergi med en estimert reduksjon fra 2017 til 2040 på 47 prosent. Dette som følge av mer effektive turbiner, mer optimalisert drift og rimeligere vedlikehold. Til sammenligning forventes offshore vind redusert tilsvarende med 71 prosent i den samme perioden.

Batterier

Som vist i kapittel 4.1.2 er det svært lite utbredt med litium-ion batterier i nettet i dag. En grunn til dette kan være den høye prisen. Som det går frem av figur 22 er lagringskapasitet målt i kWt i litium-ion batterier tusen ganger dyrere enn kWt timer produsert fra PV. Dette illustrerer den betydelige kostnaden dagens batteriteknologi representerer. Bloomberg (2017)

¹⁰ Anslag oppgitt i kontakt med NORWEA mai 2018.

anslår at utbredelsen av elektriske kjøretøy vil bringe prisen for litium-ion batterier ned 73 prosent fra 2017 nivå, innen 2030. IEA (2017b) anslår at det meste av prisnedgangen frem mot 2040 vil forekomme innen 2030 slik det fremgår av figur 22. For investeringsanalysen antar vi derfor en gradvis reduksjon i batterikostnader tilknyttet utbygging av mikronett på om lag 73 prosent innen 2030, og stabilt fra 2030 frem mot 2040.



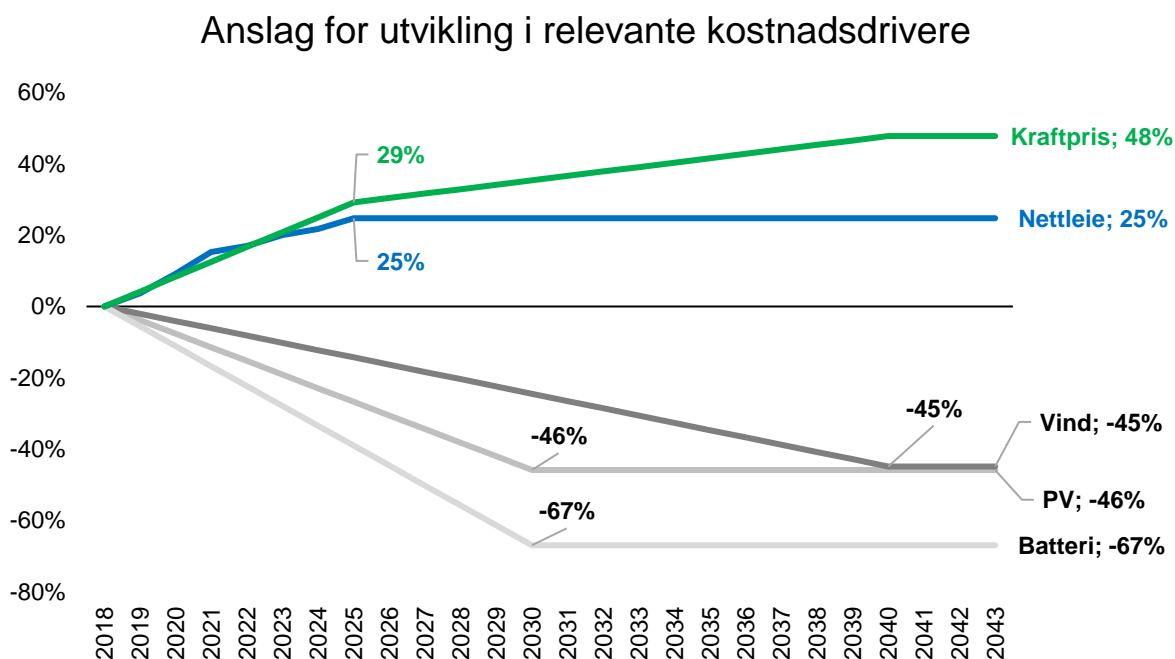
Figur 22. Forventet utvikling i PV og batteripriser fra IEA (IEA, 2017b).

Øvrige kostnadsdrivere

Selv om DER utgjør mesteparten av investeringer i et mikronett, vil også øvrige kostnadsdrivere ha betydning for lønnsomheten i prosjektet. Faktorer som entreprenør- og installeringskostnader vil være betydelige. Disse vil kunne dra nytte av læringseffekter i tilfelle mikronett blir mer utbredt. Forøvrig vil lønnsutvikling i det tilhørende arbeidsmarkedet trolig være den mest utslagsgivende faktoren. Grad av standardisering og kommersialisering av nøkkelferdige løsninger som vist i kapittel 4.1.2, vil også avgjøre kostnad ved etablering av mikronett. Drift- og vedlikeholdskostnader vil variere med forhold i lokalt arbeidsmarked. Investering i styringssystemer og øvrige løsninger for å takle tekniske utfordringer kan også bli redusert i takt med økt volum og standardisering. I investeringsanalysen er det kun benyttet framskrivninger for DER, samt nettleie og kraft levert fra nettet.

Avslutningsvis er det viktig å understreke usikkerheten ved anslagene som er oppsummert i figur 23 under. For det første knytter det seg stor usikkerhet til anslag så langt frem i tid. Videre er det svært mange både endogene og eksogene variabler innenfor hver bransje som gjør det vanskelig å estimere nøyaktig. Til illustrasjon av effekter i lønnsomhetsvurderingen vurderes anslagene likevel som formålstjenlig til tross for usikkerheten. Der hvor anslagene kun er gitt

for enkelte år frem i tid, gjerne 2030 og 2040, er endringen i mellomtiden fordelt lineært. For de samme verdiene som er oppgitt med 2017 som basisår er disse justert til 2018 som basisår.



Figur 23. Anslag på utvikling i relevante kostnadsdrivere til investeringsanalysen. Nominelle tall med 2018 som basisår.

6.2.4 Investeringsanalyse

Mikronett og konvensjonell nettilknytning som gjensidig utelukkende alternativ

I investeringsanalysen regner vi på Fedje fra et forbrukerperspektiv, og hvorvidt forbrukerne på Fedje bør velge mikronett eller konvensjonell nettilkobling. Distribusjonsnettet på Fedje vil nå inngå i mikronettet Fedje. Når alternativene er gjensidig utelukkende, innebærer det at kostnadene ved å være tilkoblet nettet er alternativkostnaden for mikronettet, og vice versa. Følgelig vil nettleie og kraftkostnader som målepunktene på Fedje i dag betaler, henholdsvis områdekonsesjonær og kraftleverandør, frafalle og fremstå som en positiv kontantstrøm i nåverdiberegningen. Om landforbindelsen med sjøkabler opprettholdes, vil dette punktet inn på mikronettet være å regne som PCC. Eventuelle kostnader og inntekter knyttet til fellesmåling og kraftimport eller -eksport ved PCC ser vi bort i fra. PCC er nærmere beskrevet i kapittel 2.4

I nåverdianalysen vil vi estimere investeringskostnaden for DER på Fedje. Investering i vindmøller og solpaneler er antatt å ha en økonomisk levetid på 25 år. For batterier vil tilsvarende levetid være 15 år, og det er derfor lagt inn en reinvestering i år 15. De fem gjenværende årene av den økonomiske levetiden for batteriet i 2040 har vi sett bort i fra. Vi forventer innledende i analysen dagens kostnadsnivå for DER. Videre har vi også kalkulert prosjektet med framskrivning av reduserte kostnader for DER i tråd med figur 23 over. Framskrivninger for nettleie og kraftpris er med i alle beregninger. Øvrige investeringskostnader er konstante.

Investeringskostnad med dagens kostnadsnivå inkluderer 2000 kr/kWp for solpaneler med totalt 175 kWp installert effekt. Videre med 4000 kr/kWt for batterilagring med en tilleggspremie på 300 kr/kW for batterieffekt. Totalt blir det 10,8 mNOK for 2,6 MWt batterier, noe som tilsvarende to timer topplast. Sett mot IEA sine anslag er dette vesentlig dyrere for PV og noe dyrere for batteri. Prisforskjellen for PV skyldes som nevnt at enhetspriser for «utility-scale solar PV» ikke er direkte sammenlignbare med solpanelene for Fedje. PV vil med denne installerte effekten ikke utgjøre en betydelig andel av elektrisitetsproduksjonen, men gjør mikronettet mer teknisk diversifisert og kan forlenge driftstiden på batteriet i perioder uten tilgang på vindressurser. Reinvestering i batteri i 2033 er forenklet til 80 prosent av opprinnelig investeringsbeløp justert for DER-prisendring og 1,8 mNOK i øvrige omkostninger. Vindenergi ligger i investeringskalkylen med 9 mNOK per MW turbineffekt og en 3,6 MW turbin. Totalt 32,4 mNOK. Her utgjør anslagsvis 25,2 mNOK turbinen og resterende 7,2 mNOK installasjon. Gitt 40 prosent utnyttelsesgrad vil vindturbinen kunne produsere mesteparten av kraften i mikronettet, og i overkant av 13.000 MWt i året. Overnevnte antagelser er i tråd med anslag og råd fra IEA (2017a), Powel¹¹ og NORWEA¹². Dette skal være tilstrekkelig for å dekke energi og effektforbruk oppgitt av områdekonsesjoner BKK Nett til i overkant av 9.100 MWt i året, uten el-ferje. Størst usikkerhet er knyttet til kapasiteten på batterilagring, noe som vil bli nærmere diskutert og analysert. I tillegg kommer øvrig installasjon, kontrollsystemer og oppstartskostnader på 15,5 mNOK. Kontrollsystemer

¹¹ Oppgitt i samtaler med Powel mai 2018. Gjelder batteri og solceller. Tall kun ment som omtrentlig anslag. Endelig kostnad vil variere på prosjektnivå.

¹² Oppgitt i samtaler med NORWEA mai 2018. Gjelder vindturbiner. Tall kun ment som omtrentlige anslag. Inkluderer montering og installasjon. Endelig kostnad vil variere på prosjektnivå.

utgjør 10 mNOK. Total investering med anslag på 2018 kostnadsnivå summerer seg til om lag 60,5 mNOK før overtakelse av det lokale distribusjonsnett.

Komponenter /arbeid	Installert effekt/kap.	Kost kapasitet	Kost effekt	Estimert investeringskost.
Vindturbin installert	3,6 MW		9 mNOK/MW	32,4 mNOK
Solpaneler	175 kW		2000 nok/kW	0,35 mNOK
Batteri	2,6 MWt	4000 kr/KWt	300 kr/kW	10,8 mNOK
Kontrollsystem				10,0 mNOK
Øvrig installasjon				6,0 mNOK
Adm. og oppstart				1,0 mNOK
SUM				60,5 mNOK

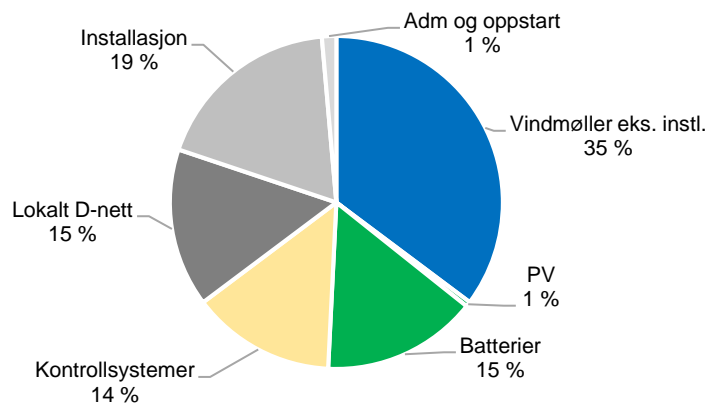
Tabell 1. Oversikt over de ulike kostnadsanslagene som ligger til grunn for investering i mikronett på Fedje. I tillegg kommer reinvestering i batterier i år 15. 2018 kroner.

Når mikronettet overtar det lokale distribusjonsnett på Fedje, vil det være naturlig om mikronettet også overtar byrden med vedlikehold og drift av dette. En del stordriftsfordeler som inngår i et stort foretak som BKK Nett, kan falle bort. Å betale tidligere områdekonsesjoner for å drifte distribusjonsnett kan være en løsning. Alternativt kan en tilnærme drift- og vedlikeholdskostnader fra et tilsvarende distribusjonsnett. I Møre og Romsdal er Sandøy Energi områdekonsesjonær for en liten øygruppe som kun består av nettnivået distribusjonsnett. I konsesjonsområdet er det 1061 nettabonnenter mot 525 på Fedje. I NVE (2017) sin kostnadsberegning til inntektsrammemodellen kan man hente ut Sandøy sine drift- og vedlikeholdskostnader for distribusjonsnett. Dette er sist oppdatert for 2016. Grunnlaget viser at drift- og vedlikeholdskostnadene for distribusjonsnett med gjennomsnittlige pensjonskostnader for 2016 var 6.631 tNOK. Hvis vi justerer for antall abonnenter og inflasjonsjusterer til første driftsår, 2019, får vi en estimert årlig drift- og vedlikeholdskostnad for distribusjonsnett på Fedje på 3.482 tNOK. Utover dette er det lagt inn årlig 500 tNOK til vedlikehold av DER utover det som allerede er avsatt til vedlikehold av distribusjonsnett.

Videre vil det være urimelig om områdekonsesjoner mister fremtidige inntjeningsmuligheter for distribusjonsnett på Fedje uten å bli kompensert for dette ved overdragelsen. Teoretisk bør prisen her også avspeile alternativkostnaden til DSO. Hvis etablering av nye mikronett langs kysten gjør at man for eksempel ikke trenger å bygge en ny høyspent linje i regionalnettet, kan det hende det er lønnsomt for nettselskapene å gi vesentlig rabatt på lokale distribusjonsnett til bruk i mikronett. Av naturlige årsaker finnes det ikke et velfungerende marked for kjøp og salg av distribusjonsnett i Norge, så en markedspris kan ikke hentes i et

slikt marked. Følgelig vil verdsetting gjennom multipler også være lite egnet. Verdsetting ved diskonterte kontantstrømmer kan være mulig, men kan gi et feil grunnlag siden BKK Nett ikke prisdiskriminerer sine kunder etter geografi. Derfor kan det være at kundene på Fedje utgjør et negativt dekningsbidrag for BKK Nett som selskap. Et alternativ kan derfor være å se på bokførte verdier i selskap med tilsvarende bokførte anleggsmidler. Hvis en igjen bruker tall fra tilsvarende distribusjonsnett i Sandøy Energi, og justerer for antall nettabonnenter, kan det være en tilnærming til bokført verdi av distribusjonsnettet på Fedje. For at dette skal fungere på en god måte, forutsetter vi at anlegget på Fedje og Sandøy har en tilnærmet lik historisk kostnad per nettabonnter, og at de er like gamle målt i økonomisk levetid. Sandøy Energi hadde per 31.12.16 balanseført sitt distribusjonsnett til 22,3 mNOK. Justert for antall abonnenter blir det 11 mNOK. 11 mNOK er derfor lagt inn som et omtrentlig anslag og en negativ kontantstrøm i år 0 i investeringskalkylen. Dette vil være en betaling til BKK Nett i år 0 for å overta anleggsmidlene. Øvrige investeringskostnader i mikronettet inklusiv anskaffelsen av distribusjonsnettet og installasjon av vindmøllene utgjør da omlag 35 prosent i tråd med anslagene til Energi Efficiency Markets (2016). Tilsvarende utgjør investering i og utvikling av kontrollsystem om lag 14 prosent og DER om lag 51 prosent, alle illustrert i figur 24 under.

Oversikt investeringskost mikronett Fedje



Figur 24. Oversikt over investeringsbehov i mikronett på Fedje. Andeler på de ulike kategoriene er i tråd med anslagene fra Energy Efficiency Markets (2016).

Diskonteringsrenten for prosjektet er NVEs estimerte referanserente for 2018, for tiden 5,88 prosent¹³. Denne inngår som et nominelt avkastningskrav og diskonterer følgelig nominelle kontantstrømmer. Årlig inflasjon i er satt til 2,0 prosent på linje med Norges Banks reviderte inflasjonsmål. NVEs referanserente fremkommer ved likning 3.

$$r = (1 - G) * \frac{(Rf + Infl + \beta_e * MP)}{(1 - s)} + G * (Swap + KP) \quad (3)$$

Der de faste parameterne er G for fast gjeldsandel fastsatt til 60 prosent, Rf for fast nøytral realrente fastsatt til 2,5 prosent, β_e for egenkapitalbeta fastsatt til 0,875, MP for fast markedspremie fastsatt til fem prosent og s for skattesats lik gjeldende skattesats for nettselskaper (NVE, 2018f).

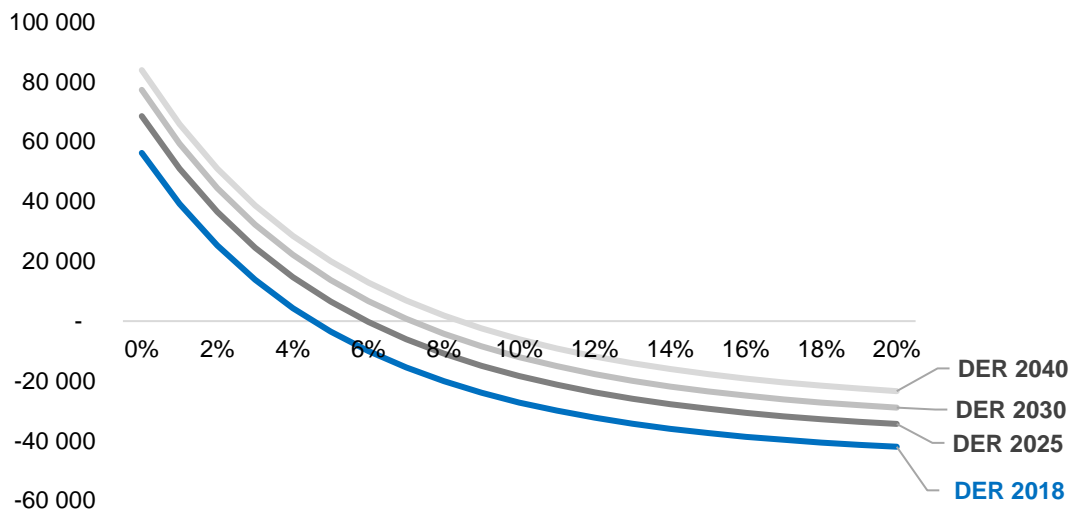
Positiv NNV (netto nåverdi) vil i teorien bety frakopling (grid defection). NNV er beregnet etter standard metode hvor diskonterte kontantstrømmer (KS_t) for alle år i prosjektets økonomiske levetid er fratrukket investeringssummen, KS_0 . Illustrert i likning 4.

$$NNV = -KS_0 + \sum_{t=1}^n \frac{KS_t}{(1+r)^t} \quad (4)$$

For prosjektet med dagens estimerte kostnadsnivå på DER blir kalkulert internrente 4,53 prosent og netto nåverdi blir omlag -9,9 mNOK 2018 kr. Innsparinger på nettleie og kraftpriser gir prosjektet netto positiv kontantstrøm fra år 1, med unntak av 2033 hvor batteriet må byttes, men ikke nok til at prosjektet kan betegnes som lønnsomt, gitt investeringen og avkastningskravet på 5,88 prosent. Videre har vi beregnet prosjektlønnsomheten for kostnadsnivå på DER tilsvarende det som er forventet for 2025, 2030 og 2040 alt annet likt. For å vise hvordan lønnsomheten i prosjektet ville endret seg med den forventede prisutviklingen i DER har vi gjort ytterligere tre beregninger hvor DER er prisjustert med de nominelle prisendringene vist i figur 23. Prosjektet er lønnsomt for DER-prisnivå fra og med 2025. For 2025 kostnadsnivå er internrenten 5,95 prosent. Tilsvarende for 2030 og 2040 gir en internrente på henholdsvis 7,14 og 8,42 prosent. Se figur 24 under.

¹³ <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/referanserenten/>

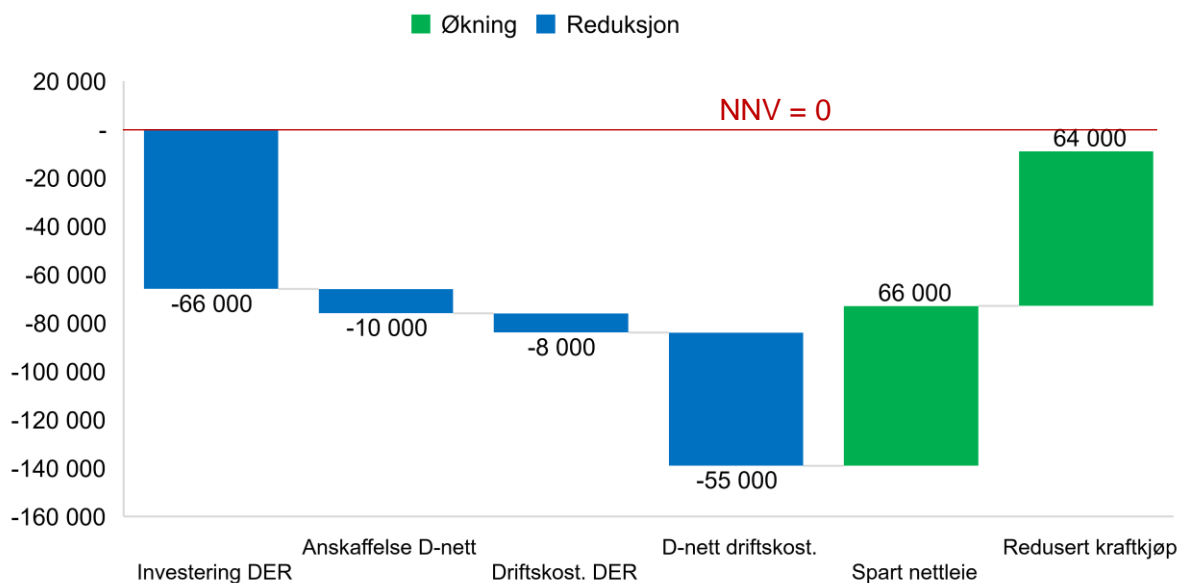
Nåverdiprofil for investeringsprosjekt mikronett Fedje



Figur 25. Nåverdiprofil for investering ved ulike kostnadsnivå på DER for mikronett på Fedje. Hele 2018 tNOK NNV og IRR.

Siden prosjektet har en betydelig investering i år 0 og mye av inntjeningen langt frem i tid, er lønnsomheten følsom for endringer i diskonteringsraten. Figur 26 viser nåverdi for hver enkelt av de ulike kategoriene som utgjør kostnadene og besparelsene i prosjektet. Her med 2018 DER-prisnivå. Fremtidige innsparinger i nettleie og kraft kjøpt fra nettet, fratrukket driftskostnader, tjener nesten inn investeringskostnaden i år 0 og 15.

Waterfall - Investeringsanalyse - netto nåverdier i hele 2018 tNOK



Figur 26. Oversikt over netto nåverdier fra investeringen i mikronett på Fedje. 2018 kostnadsnivå på DER. Hele 2018 tNOK.

En ting som ikke er hensyntatt i investeringsanalysen, er når DER blir mer konkurransedyktig på pris, kan de også være mer konkurransedyktige på utnyttelsesgrad. Dette har særlig vært tilfelle for vind og PV. Dette kan utnyttes i for eksempel økt salg av kraft eller mindre vindmøller, solceller eller DER for øvrig. Videre er det ikke lagt inn kjøp eller salg av under- eller overskuddskraft fra mikronettet. Med forutsetningene som ligger til grunn på produksjonskapasitet vil dette styrke nåverdien for mikronettalternativet. Likefullt vil man trenge en tilkobling via PCC til hovednettet. Her med sjøkabel. Tilsvarende bør DSO få betalt for å opprettholde denne koblingen og tilhørende kostnader fra overliggende nett. Dette vil svekke nåverdien for mikronettet.

I tråd med forslag til ny EU-regulering er det viktig at de som eventuelt går over på mikronett ikke får en dårligere energiforsyning enn den de har i dag. Ved konvensjonell nettilknytning er dette tatt hånd om med KILE-kostnader. Ved en øy slik som Fedje løses dette i praksis ved at det er etablert to tilganger til øya med sjøkabel. Om den ene skulle bryte sammen, er det en ekstra kabel som kan fungere tilfredsstillende inntil den første er reparert. En såkalt n-1 tilnærming. Ved DER med batteri vil denne tilnærmingen ikke være aktuell på samme måte. I tillegg er prising av avbruddskostnader i teoretisk tilnærming ikke nødvendig siden incentivene til brukerne allerede samvarierer perfekt med brukernes interesser som følge av at de drifter og utformer mikronettet selv. Like fullt kan det være et problem at brukerne ikke evner å se betydningen av avbruddskostnader frem i tid på samme måte som en profesjonell aktør kan. Regulering av reservekapasitet kan derfor likevel være nødvendig.

Batteripakken på Fedje i investeringskalkylen er tilpasset to timer topplast. Den kan derfor vare flere timer med mer normal bruk. I følge værstatistikken er det normalt ingen vindstille dager på Fedje. Ved vedlikehold på vindmøllen kan solpanelene utvide batterikapasiteten fra under en halv time til flere timer avhengig av last og solforhold. Spørsmålet er derfor hvor stort batteriet må være for å opprettholde tilsvarende tjenestetilbud og forsyningssikkerhet for brukerne på Fedje. Siden batteri er en vesentlig kostnadsdriver vil størrelsen på batteriet være avgjørende for netto nåverdi på prosjektet. For å sikre tilstrekkelig reservekapasitet kan det være en god løsning, særlig økonomisk, med dieselaggregat. Ved å bruke batteriet på 2,6 MWt som «spinning reserve» kan man redusere bruken til et minimum og kun i de periodene med lengre nedetid på øvrige DER. Driftskostnader som vedlikehold og drivstoff vil derfor bety lite for nåverdien. Om man legger til grunn en kostnad på 125.000 kr per 100 kVA og ingen betydelig fornyelse i levetiden som følge av lite bruk, vil dette kunne bety en redusert nåverdi rundt 2 mNOK. Selv om det ikke er en betydelig andel av investeringsbeløpet kan det være

avgjørende for lønnsomheten til prosjektet slik det fremgår av tabell 2, særlig for år 2025. I tabellen er brukt ulike avkastningskrav k , sammen med de ulike framskrivningene av DER-priser, her med benevning DER_t . NNV i mNOK.

k/DER_t	2018	2025	2030	2040
10,00 %	-30,0	-20,2	-13,3	-6,6
7,00 %	-16,6	-6,4	0,8	7,4
5,88 %	-9,9	0,5	7,9	14,5
3,00 %	14,3	25,3	33,3	39,9

Tabell 2. Sensitivitetsanalyse av investering i mikronett på Fedje.

Hvis man ønsker et utslippsfritt mikronett, vil man måtte investere i større batteri og se bort fra diesellaggregat. Batteri er som forklart over svært kostbart per kWh relativt mot andre DER. Likevel er dette et av de områdene hvor det forventes en betydelig kostnadsreduksjon i årene fremover. I tabell 3 er det illustrert hvordan opprinnelig beregnet NNV med dagens kostnadsnivå vil endre seg om en øker batterikapasiteten med de ulike framskrivningene. Topplast er oppgitt til 1,3 MW. 2 timer topplast tilsvarer 2,6 MWt mens 4 timer topplast tilsvarer 5,2 MWt. Samme tilnærming gjelder for 10 og 24 timer topplast. De ulike verdiene for DER_t er de samme som gjelder for prisutvikling for batteri som beskrevet i figur 23. Verdiene i tabellen er endret NNV i mNOK fra opprinnelig beregning med NNV lik -9,9 mNOK.

timer topplast/ DER_t	2018	2025	2030	2040
24t	-153,2	-83,0	-32,9	-26,3
10t	-55,7	-23,6	-0,6	6,0
4t	-14,9	1,9	13,2	19,8
2t	0,0	10,4	17,8	24,4

Tabell 3. Endring i NNV i mNOK hvis man endrer størrelsen på batteriet etter kapasitet for timer med topplast i de ulike framskrivningene for DER. Som tidligere illustrert er det antatt gradvis reduksjon i kostnader frem til 2030.

Videre vil en avgiftbelegning av egenprodusert elektrisitet redusere nåverdien for prosjektet. Plusskunder med PV og kunder med mikrokraftverk¹⁴ har i dag fritak for avgift på egenprodusert kraft. Mikronettet for Fedje betaler ikke avgift på egenprodusert elektrisitet i

¹⁴ Forskrift om særavgifter § 3-12-11.

analysen over. Dette kan være en måte å kontrollere incentivstyrken i reguleringen på. Problemstillingen er drøftet videre i kapittel 7.1.

Prosjektet har et betydelig investeringsbehov i år 0. Hvis det er forbrukerne selv som går sammen og gjennomfører prosjektet, vil de sannsynligvis ha dårligere tilgang til kapital, og følgelig høyere kapitalkostnader, enn hva store nettselskap som BKK Nett har. Derfor bør en operere med et høyere avkastningskrav enn NVE sin referanserente. Dette vil redusere netto nåverdi for prosjektet, som illustrert i tabell 2.

Mikronett i hybrid med konvensjonell nettilknytning

Hvis etablert effektkapasitet i nettet overskrides ved etablering av elektrisk ferje til og fra Fedje, kan installering av DER på Fedje være en tilnærming for å redusere anstrengelsene for nettet. Selv om vi har regnet på mikronett og konvensjonell nettilknytning som gjensidig utelukkende alternativ, trenger disse ikke være det. Oppgradering av nettilkobling via sjøkabler er anslått av områdekonsesjonær å koste om lag 50 til 60 mNOK¹⁵. Om kvaliteten i lavspennettet uansett fordrer investering i batterier ved ferjekaien, kan det være mulig å oppnå stordriftsfordeler ved etablering av mikronett. Fedje kan i så måte være godt egnet som pilot for mikronett som løsning ved økt effekt- og energibehov ytterst i en radial.

6.3 Konklusjon investeringscase

Mikronett fremstår som en reell mulighet for forbrukerne på Fedje om i overkant av ti år. Gitt forutsetningene og at batteristørrelsen gir forbrukerne tilstrekkelig levert kvalitet, vil forbrukerne på Fedje da komme bedre ut organisert som mikronett. Områdekonsesjonær kan samtidig få frigjort midler ved å selge distribusjonsnettet og redusere drifts- og vedlikeholdskostnadene ved distribusjonsnettet på Fedje. Sistnevnte utgjør en særskilt positiv effekt for DSO om forbrukerne på Fedje har negativt dekningsbidrag. Like fullt vil etablering av mikronett bekrefte mikronett som en løsning som i dette tilfellet er overlegen gjeldende forretningsmodell hos nettselskapene. Derfor utgjør mikronett både en mulighet og trussel for

¹⁵ Oppgitt av områdekonsesjoner BKK Nett mai 2018. Kun ment som et overslag. Det er p.t. ikke avgjort om en slik investering er nødvendig.

nettselskapene. Videre kan en tilnærming for rasjonell utforming av KILE-kostnader i en teknisk virkelighet med batteri være nødvendig for å sikre forbrukerne et like godt eller bedre tjenestetilbud.

7. utfordringer og muligheter for Mikronett i Norge

7.1 Kompatibilitetsutfordringer med gjeldende regulering

Fritt leverandørvalg og mikronett

Måten som vedtaket i Gåsvær-saken ble fattet på kan ha problematiske sider. Dette gjelder særlig ved en oppskalering av omfanget for mikronett. For det første blir de fastboende kundene fratatt retten til å fritt kunne velge kraftleverandør, og dermed muligheten til å få en markedsbasert spotavtale. Her er det også ulikhet mellom vedtaket fra OED (Helgeland Kraft AS - innvilgelse av søknad, 2016), og det som står i veilederen for fritak fra leveringsplikten (Hofstad og Eggan, 1999). I veilederen så skal kunden sikres «standardkontrakt», men i vedtaket fra OED heter det at kunden skal ha en «rimelig» spotavtale. Uavhengig av dette kan det oppfattes som problematisk for kunden å ikke ha tilgang til pris satt gjennom konkurransen i kraftleverandørmarkedet.

Skal mikronett som løsning skaleres opp og brukes på andre saker som innebærer en omlegging av kraftnettet til øydrift for fastboende kunder og næringsvirksomheter må regelverket for forsyning av kraft spesifiseres. Slik at kundene vet hvilken pris de skal forholde seg til og hvilke rettigheter de har. Et annet moment her er EU og hvordan de vil vurdere forbrukernes rett til fritt å velge strømleverandør opp mot samfunnets kostnader ved å tilby dem denne muligheten. EUs LEC setter strenge krav for forbrukerens rettigheter. Om forvaltningen og aktørene i det norske kraftmarkedet viderefører dagens praksis kan de bli irettesatt av EFTA-landenes overvåkningsorgan ESA.

Fritak fra leveringsplikt/tilknytningsplikt

Gåsvær-saken eksemplifiserer at dagens regulering av lokale energiløsninger, som har mange fellestrekk med mikronett, er mangelfull og basert på at mikronett skal være et slags unntak fra vanlig drift, heller enn en likeverdig og etablert form for organisering i det norske kraftnettet. Fritak fra leveringsplikt for eksisterende kunder er ifølge veilederen til NVE (Hofstad og Eggan, 1999) nesten utelukket. Dette er ikke noe problem så lenge som nettselskapene kan oppfylle denne, samtidig som de ikke har tilknytningsplikt. Unntakene fra tilknytningsplikt er derimot også strenge, og krever mer enn at tilknytningen ikke er samfunnsmessig rasjonell slik det er med tilknytning av produksjonsanlegg. Hvis kravet til når et selskap kan fravike tilknytningsplikten lempes, vil det bli betydelig lettere å bygge ut

mikronett i flere tilfeller enn i Gåsvær-saken, da kostnaden mellom nettilknytning og alternativ lokal energiløsning ikke trenger å være så stor som nå. Videre går det klart frem av EU-lovgivningen at det er DSO sitt ansvar å sikre at tilknytnings- og leveringsplikt blir oppfylt, og at forbrukernes stilling ikke skal svekkes.

Funksjonelt og selskapsmessig skille

Et annet potensielt problem er hvis grensen for funksjonelt og regnskapsmessig skille senkes ytterligere, fra å gjelde nettselskaper med færre enn 30 000 kunder, til å gjelde alle. Videre kan det være utfordrende for selskaper som er større enn 30 000 kunder å etablere mikronett, da de kanskje havner i en situasjon hvor de må produsere elektrisitet selv. Når nettselskapet selv blir pålagt å forsyne husholdninger med elektrisitet så har de ikke lenger et funksjonelt skille. Skal nettselskapene etablere mikronett i stor skala, blir en potensielt stor andel av kundene forsynt av nettselskapene selv. Dette utfordrer det funksjonelle skillet og viser igjen at dagens regulering av lokale energiløsninger er en form for «unntakspraksis» som ikke tar innover seg konsekvensene hvis disse løsningene blir normen for enkelte bruksområder. Det kan være svært vanskelig i praksis å skille mellom disse to, hvis LEC får lov til å eie og drifte eget nett, er det naturlig at de også eier og drifter produksjonen. Hvis de derimot eier nettet, men driften gjennomføres av DSO, vil det ikke være like problematisk.

Definisjonsproblemer rundt lokale energisamfunn

EU-kommisjonen legger i sin definisjon av lokale energisamfunn opp til at det bare er selskaper som er «verdibaserte» som kan være lokale energisamfunn (EU-kommisjonen, 2016a). Vanlige selskap med profitt som overordnet mål kan altså ikke drive med denne virksomheten. I Norge er svært mange av nettselskapene eid av det offentlige, og noen er sameier. Spørsmålet er da om disse kan regne seg som lokale energisamfunn? Dette kan gjøre at noen selskaper får fordeler som andre ikke har. KS Bedrift trekker dette frem som noe de finner mangelfullt ved det reviderte elmarkedsdirektivet (KS Bedrift, 2017).

EU-kommisjonen trekker også frem en annen type energisamfunn i fornybardirektivet, fornybare energisamfunn (EU-kommisjonen, 2016b). Dette er problematisk, som beskrevet i kapittel 5.3.4, på et rent definisjonsmessig grunnlag, men også i praksis. Det er vanskelig å si hvilken definisjon en bør bruke hvis en skal gi fordeler i forhold til annen nettvirksomhet til enten lokale energisamfunn, fornybare energisamfunn, eller begge. Det mest fornuftige hadde vært å gjøre som CEER foreslår: Å gjøre fornybare energisamfunn til en undergruppe av lokale energisamfunn. Da må enten definisjonen av fornybare samfunn oppdateres, eller den av

lokale energisamfunn. Hvis dette ikke gjøres, må man bare ha to forskjellige definisjoner, der man kobler fordelene ved å produsere fornybar kraft til en, og demokratisering til den andre.

DSO-ansvar i mikronett

Den potensielle innføringen av lokale energisamfunn gjennom det reviderte Elmarkedsdirektivet medfører en del problemstillinger rundt rollen til DSO (EU-kommisjonen, 2016a). Elmarkedsdirektivet sier at et lokalt energisamfunn som gjør de samme oppgavene som en DSO også har de samme pliktene. Siden noen uansett må balansere nettet, må det alltid være noen som er DSO på et nett. Dette er en potensiell stor utfordring for de fleste mikronett som nødvendigvis ikke har den kompetansen som kreves for å drifte et nett i henhold til det gjeldende regelverket. Dette er noe som blir løst gjennom at DSO i området kan drifte DSO-oppgavene på nettet gjennom en avtale med det lokale energisamfunnet. DSO har også ansvaret for at kvaliteten på det som blir levert er i henhold til leveringskvalitetsforskriften (2004), noe som blir diskutert under. En annen løsning er at kunder som går ut av nettet frasier seg mange av rettighetene de har etter energiloven (1990), og må betale anleggsbidrag for de kostnadene de påfører nettselskapet ved å knytte seg til igjen. Regelverket fra EU åpner ikke opp for dette da forbrukerne alltid skal ha de samme rettighetene uavhengig om de er på et mikronett eller på det konvensjonelle nettet. En potensiell utfordring her er hvis en kunde velger å melde seg ut av et lokalt energisamfunn som opererer i øydrift. Skal man da la kunden kreve at DSO i området kobler denne kunden på nettet, selv om det påløper store kostnader? Elmarkedsdirektivet sier at forbrukere skal kunne være koblet til mikronettet uten å være et medlem i det lokale energisamfunnet, denne tilkoblingen skal være på ikke-diskriminerende premisser som reflekterer kostnaden, og kan bestemmes av regulator hvis det ikke blir enighet. Det løser den overstående problematikken, da forbrukerne skal ha samme rettigheter i det lokale energisamfunnet som ellers på nettet.

Beredskapsforskriften og leveringskvalitetsforskriften

Hvis mikronettoperatører skal være underlagt samme krav som DSO, kan det oppstå store problemer med å oppfylle beredskapsforskriften. Større selskap gir i dag uttrykk for at det er krevende å oppfylle deler av den, og det med vesentlige administrasjonsutgifter. Følgelig kan dette være problematisk for små aktører som mikronett hvor faste driftskostnader til sammenligning fordeles på svært få kunder. Disse må kanskje få en egen regulering eller unntak fra visse krav. Fordelene ved mikronett kan ellers lett bli spist opp av en for stor

administrativ byrde. Det samme kan være en utfordring med leveringskvalitetsforskriften (2004), der kravene til rapportering kan bli tyngende for et mikronett.

Plusskunder og avgiftsbelastning

Plusskunder har i dag en egen ordning. Disse kundene har i dag et forskriftsfestet unntak fra MVA, Enovaavgift og forbruksavgift. Det at plusskundeordningen er tydelig definert og adskilt fra annen nettvirksomhet, kan være en utfordring for mikronett. Siden innmatningseffekten maks kan være på 100 kW, kan det begrense størrelsen på mikronett hvis man skal bruke de samme grenseverdiene. Videre er det slik at bak målepunktet ut mot distribusjonsnettet er det kun avgiftsfritak dersom man ikke har konsesjonspliktige kraftverk og komponenter. Dette begrenser ytterligere størrelsen som et mikronett kan ha og samtidig motta samme gunstige avgiftsregime som en plusskunde, siden det begrenser muligheten til å for eksempel ha større og mer effektive vindturbiner på mikronettet.

Videre står det i forslaget til fornybardirektiv at alle medlemsland skal legge til rette for at prosumenter med opptil 500 MWt skal tillates på nettet. Det står også at land kan sette denne grensen høyere selv. En mulig løsning kan derfor være å øke grensen til punktet hvor en tolererer at det ikke innbetales avgift opp til 10 MW i effekt, slik vi definerer mikronett i kapittel 2. Hvis en ikke øker grensen for å få fritak for MVA, Enovaavgift og forbruksavgift, må det utarbeides en løsning for innkreving av disse avgiftene på mikronett. I Gåsvær-saken er dette et uløst problem. Hvordan skal Helgeland Kraft kreve inn disse avgiftene når de selv produserer strømmen og selger den til kunden? Skal de først måle antall kWt og deretter legge til grunn en kostpris, eller en rimelig spotpris? Etter dette skal de legge på forbruksavgift og Enovaavgift, for så å legge til MVA på alt. Det må i hvert fall utarbeides løsninger for disse selskapene som fungerer i stor skala hvis mikronett skal være noe annet enn et unntak fra regelen.

En annen problemstilling er hvorvidt den implisitte støtten gjennom det forskriftsfestede avgiftsfritaket skal utvides til å gjelde mikronett som driftes med fossile kraftkilder også. I det reviderte elmarkedsdirektivet og forslaget til fornybardirektiv skilles det mellom fornybare og lokale energisamfunn. Det kan forøvrig være vanskelig å drifte mikronett i øydrift uten bruk av fossile reservekraftsløsninger, i hvert fall de nærmeste årene.

Inntektsrammemodellen med mikronett og nettleie

Mikronett kan påvirke nettet og føre til økte kostnader i møte med dagens krav i reguleringen. For eksempel kan områder med en stor andel mikronett gi høyere nettleie til øvrige nettkunder om nettselskapenes gjeldende plikter også skal gjelde for mikronettene. Hvis disse kostnadene blir betydelig høyere enn det nettleien er, kan det være fornuftig å innføre en geografivariabel i inntektsrammens andre del for å sørge for at selskapene ikke fremstår som ineffektive.

Videre må en finne en løsning på hvordan nettleien til mikronett skal være. En måte er dersom mikronett som er koblet til distribusjonsnettet, betaler nettleie per husstand på mikronettet, enten etter en egen takst, eller den gjeldende i konsesjonsområdet. En annen mulighet er å ha fellesmåling slik det for eksempel kan være i borettslag i dag (NVE, 2018d). Da kan man avregne mikronettet som en helhet ut mot distribusjonsnettet. Dette kan være en form for subsidiering av nettbrukerne som blir fellesmålt, noe som kan være problematisk. NVE har bestemt at fellesmåling for borettslag skal bortfalle med innføringen av AMS.

KILE og mikronett i øydrift

En vesentlig del av incentivreguleringen for DSO ved nyinvestering i nettanlegg i dag, vil være å beregne kost-nytte ved dimensjonering, kontra KILE-kostnader som kan belastes DSO ved avbrudd. Man kan forvente at KILE-kostnaden stiger i takt med at vi blir mer og mer avhengig av kontinuerlig tilgang på elektrisitet. Avhengig av dimensjonering på energilagring og type DER i et mikronett, vil mikronettet kunne forsyne seg selv, gjennom å operere i øydrift. KILE-kostnader er et tiltak for å sammenstille DSO sine incentiver med brukernes. Om det ikke er DSO som drifter mikronettet, men brukerne selv, kan redusert investeringskostnad bli prioritert foran langsiktig forsyningssikkerhet. Dette fordi brukerne mangler tydelige monetære incentiver slik som KILE-kostnader. Videre vil det ved tilkoblede mikronett, i tillegg måtte avgjøres hvor stor andel hver av partene skal bære av forsyningssikkerheten.

Eierskap til lagringskapasitet

Det reviderte elmarkedsdirektivets artikkel 36 sier at DSO ikke kan eie lagringskapasitet, noe som kan være et potensielt problem (EU-kommisjonen, 2016a). Det er særlig problematisk for DSO hvis de ikke kan eie i det hele tatt slik som Statkraft mener i sitt høringssvar (Statkraft, 2017). Dette blir begrunnet med at Statkraft mener at DSO bør rendyrke sin rolle. Likevel blir løsninger som i Gåsvær-saken svært vanskelige, da nettselskapet er gitt forbud fra å eie denne typen infrastruktur. Det som foreslås i artikkel 36 er derimot mer tilpasset saker som også er

tilsvarende Gåsvær-saken. Det skal være mulig for DSO å eie lagringskapasitet hvis det etter en anbudsrunde ikke er noen som er villige til å drifte det. Selv om man har denne fleksibiliteten, er det fremdeles et hinder for etablering av mikronett for DSO, når de ikke kan koordinere og lage helhetlige løsninger selv. Denne reguleringen hindrer ganske effektivt nettselskap fra å være med å lage mikronett i konkurranse med andre.

Overtagelse av nettet

Hvis mikronett i form av et lokalt energisamfunn skal overta lokale distribusjonsnett fra områdekonsesjonærene, bør det etableres standarder for hvordan dette skal verdsettes. Særlig med tanke på manglende markedsprising bør dette være en del av regulators oppgaver. Prisen bør ta hensyn til ønskede incentiveeffekter til etablering av lokale energisamfunn med mikronett og hensynet til områdekonsesjonær for øvrig. I det reviderte elmarkedsdirektivet understrekes det at prisen skal reflektere den virkelige verdien.

7.2 Samfunnsøkonomisk verdi av mikronett i Norge

Vi skal i dette kapittelet identifisere verdien mikronett kan ha i Norge. Dette skal vi gjøre ved hjelp av en samfunnsøkonomisk analyse der vi systematisk ser på fordeler og utfordringer, eller ulemper ved mikronett. Dette gjør vi ved hjelp av en kvalitativ kostnad-nytteanalyse. Første del er å identifisere alle interessentene som vil bli påvirket av løsningen mikronett i Norge, for så å si hvordan mikronett påvirker disse.

7.2.1 Interessenter

Interessenter er «personer, grupper eller organisasjoner som kan påvirke, vil bli påvirket av eller oppfatter at de vil bli påvirket av prosjektets gjennomføring eller resultater» (Difi, 2018). Det finnes hovedsakelig to typer interessenter, direkte og indirekte (Difi, 2018). Direkte interessenter vil påvirke eller bli påvirket av tiltaket direkte, typisk er dette brukere, leverandører og beslutningstakere. Indirekte interessenter er de som på andre måter blir påvirket av et tiltak. Du kan grovt dele disse inn i to kategorier: Premissgivere, er de som forvalter reguleringen rundt tiltaket, og andre interessenter, som har andre motiver. Dette kan være media eller interesseorganisasjoner. De viktigste interessentene til mikronett er listet opp under, og vi vil nå foreta en vurdering av hvordan mikronett påvirker disse.

Nettselskapene og forbrukerne i eventuelle mikronett kommer til å bli påvirket direkte av mikronett. Disse kan også påvirke utviklingen av mikronett i Norge. TSO og sluttbrukere i øvrig nett kommer også til å bli påvirket av mikronett. Lokale og sentrale myndigheter kommer enten til å bli påvirket av mikronett, eller oppfatte at de blir påvirket. Videre kan kraftprodusenter og kraftleverandører bli påvirket, eller oppfatte at de blir dette. Under i figur 27 er alle de overfor identifiserte interessentene illustrert.



Figur 27. Interessenter tilknyttet et mikronett.

Nettselskapene

For nettselskapene, også omtalt som DSO, representerer mikronett prinsipielt en eksistensiell trussel mot gjeldende forretningsmodell. Denne består av å drifte nett med en gitt inntektsramme, noe de har lov til med bakgrunn i at nettdrift blir ansett som et naturlig monopol. Mikronett kan bidra til å gjøre denne monopolstillingen svakere, og etterhvert kanskje endre hvordan bransjen fungerer. På lang sikt er det grid defection som er den store trusselen, altså at sluttbrukerne skal koble seg fra nettet og sette i gang en «dødsspiral» av faste kostnader. Likevel kan mikronett påvirke nettselskapene på en positiv måte. Dette fordi nettselskapene kan bruke mikronett til å tilfredsstille leveringsplikten i vanskelig tilgjengelige områder på en mer kostnadseffektiv måte.

TSO

For TSO, i Norge Statnett, kan mikronett være en løsning på tekniske kvalitetsutfordringer som oppstår som en konsekvens av økt bruk av DER. Samtidig kan økt distribuert produksjon gi reduserte transmisjonsbehov i sentralnettet og følgelig redusere investeringsbehovet. Motsatt kan mikronett gi tekniske kvalitetsutfordringer ved manglende koordinering, og redusert inntjeningsgrunnlag for store investeringer med lang nedbetalingstid.

Sluttbrukere i øvrig nett

Sluttbrukere i øvrig nett kan få både positive og negative effekter av mikronett. De negative effektene oppstår først og fremst hvis grid defection igangsettes. Da kan det bli dyrere for de sluttbrukerne som velger å fortsatt bruke nettet fordi de må bære en høyere andel av de faste kostnadene. Sluttbrukerne i det øvrige nettet kan også få lavere nettleie hvis mikronett fører til at nettet får en mer samfunnsmessig rasjonell utforming. De kan også påvirkes gjennom at de får større valgfrihet dersom de kan velge å knytte seg til et mikronett eller ikke.

Sluttbrukere i mikronett

Sluttbrukerne i mikronettet vil påvirkes av etablering av mikronett i Norge på flere forskjellige måter. Sluttbrukerne kan få tilgang til flere subsidier og støtteordninger, disse er ofte knyttet opp mot investeringer i klimavennlig kraftproduksjon. I dag kan dette inkludere grønne sertifikater. Sluttbrukerne vil også kunne oppleve lavere leveringskvalitet i ekstremtilfeller, hvis for eksempel vinden er stille unormalt lenge. For noen sluttbrukere kan leveringskvaliteten gå opp, hvis de for eksempel ikke lenger er avhengige av tilårskommen infrastruktur som har hyppigere avbrudd. Det reviderte elmarkedsdirektivet legger likefullt opp til at forbrukere skal ha samme rettigheter uansett om de er på et mikronett eller ikke. Sluttbrukerne vil også oppleve økt uavhengighet fra nettet, noe som kan gi både positive og negative utslag. Sluttbrukere i lokale energisamfunn får også muligheten til å kjøpe ut eller lease nettet de bruker.

Kraftprodusenter

Mikronett og distribuert energiproduksjon vil være en direkte konkurrent til sentralisert kraftproduksjon som er kraftprodusentenes gjeldende forretningsmodell. Kraftprodusentene kan følgelig bli påvirket av lavere og mer volatil etterspørsel.

Kraftleverandører

Etablering av mikronett vil være en konkurrent til etablert forretningsmodell basert på sentralisert kjøp og salg av kraft. Likefullt kan nye behov fra tilkoblede mikronett skape et marked for nye produkter og tjenester, slik som formidling av reservekraft eller programvare for lokale markedsløsninger.

Lokale myndigheter

Lokale myndigheter vil forsvare lokale interesser. Mikronett kan gi bedre forsyningssikkerhet, økt fornybarproduksjon og selvbestemmelse av kraftforsyningen. Motsatt kan lokale myndigheter være mot desentraliserte nett. Dette fordi mikronett kan føre til at de ikke får like store næringsutviklingsmuligheter som tidligere som følge av begrenset kapasitet og høyere marginalkostnad. Lokale myndigheter betaler selv ikke merkostnaden, det gjør konsumentene gjennom økt nettleie både i egen kommune og nabokommunene i konsesjonsområdet.

Sentrale myndigheter

Med sentrale myndigheter forstås NVE, OED og politikerne som lager lovgrunnlaget for kraftsystemet i Norge. Etablering av mange små mikronett og lokale energisamfunn kan gi betydelig økt kompleksitet i reguleringen av det norske kraftsystemet. Dette kan bety at den samlede mengden med kontrollvirksomhet øker, og at de må prioritere budsjettene sine annerledes, hvis ikke rammen deres blir økt tilsvarende økningen i oppgaver.

7.2.2 Fordeler med mikronett

Løsning på reinvesteringsbehov ytterst i radialer

Mikronett kan være en løsning på investeringsbehovet flere nettselskaper opplever på grunn av aldrende infrastruktur. Hvis etablering av mikronett er rimeligere enn konvensjonell nettutbygging, kan dette gi lavere nettleie, og mikronett vil være en gevinst for samfunnet. Dette gjelder særlig for punkt ytterst i radialen på distribusjonsnettet, slik som øyer og små lokalsamfunn på fastlandet. Dette er illustrert under nåverdiberegningen i kapittel 6.2. På den andre siden er mikronett en umoden løsning både av teknologiske grunner, og grunnet liten utbredelse i Norge er det derfor usikkert hvor stort innsparingspotensialet er. I tillegg vil tilhørende drift- og vedlikeholdskostnader være usikre estimater.

Løsning på store effektkrevende tiltak ute i radialen

Elektrifisering av større samfunnsinfrastruktur slik som el-ferje, krever stor effekt- og energitilgang. Dette kan kreve store investeringer i nettet. I radialer med få inntektsmuligheter ellers kan dette være ulønnsomt. El-ferjer vil typisk kreve høy effekt, i korte perioder. Etablering av mikronett og tilhørende DER kan være en løsning både på energi- og effektbehov. Istad et al. (2017) viser hvordan man kan løse problemet ved svakt distribusjonsnett i tilfellet med Oppedal og Lavik når det elektriske ferjesambandet ble satt i drift. Batterier ved hver kai har redusert effektuttaket på distribusjonsnettet. Her kan det være muligheter for koordinering av investering til DER og tilhørende komponenter til mulige mikronett.

Forsyningssikkerhet

Det er mikronettets evne til å drifte i øydrift som er den primære driveren til økt forsyningssikkerhet. Særlig for brukere ytterst i radialen av nettet kan et mikronett som er påkoblet nettet forøvrig øke forsyningssikkerheten. Mikronett kan tilby et ekstra nivå med sikkerhet på samme måte som det i dag etableres ved for eksempel en ekstra sjøkabel. Videre kan mikronett gi forsyningssikkerhet flere sjøkabler ikke kan gi dersom feilen stammer fra fastlandet. Mikronett sin evne til å kjøre i øydrift eller tilkoblet, kan i seg selv være en opsjonsverdi for samfunnet fordi det kan avlaste øvrige nettnivå. I tillegg kommer evnen til å mate overskuddsstrøm inn på nettet og ta imot overskuddsstrøm fra nettet. På denne måten kan mikronett delta i regulerkraftopsjonsmarkedet, og tilby alternative kilder til regulerkraft. Forsyningssikkerhet kan også være sikkerhet til kraftforsyning ved politiske konflikter eller trusler som kan ramme sentral- og regionalnettet. Forbrukerne kan i utgangspunktet selv bestemme nivået av forsyningssikkerhet ved å endre kapasiteten på tilknyttede DER.

Demokratisering av nettet

Eierskapet til nettet kan bli mer demokratisk, i form av at de som selv bruker nettet, eier det og får avkastningen av kapitalen. Beslutningene som tas i nettet kan også få en mer demokratisk karakter. Dette fordi det i dag er samfunnsmessig rasjonalitet som er det førende i beslutningene for nettvirksomhet. Hvis det derimot blir tillatt med mer lokalt eierskap, og de lokale energisamfunnene får økt frihet til å bestemme utformingen internt, vil det kunne føre til at forbrukerne som blir truffet av eventuelle tiltak, selv kan bestemme hvordan disse tiltakene skal utformes. Demokratiseringseffekten kan være begrenset i Norge med tanke på at mange av nett- og kraftselskapene er eid av det offentlige.

Bedre koordinerte investeringer

Hvis mikronettreguleringen legger opp til at lokale energiløsninger kan driftes av de samme som eier nettet, kan mikronett føre til at investeringer som ellers ville blitt utsatt, nå blir gjennomført. Med aktører som har et tettere samarbeid kan man derfor unngå «hold up» problemer som kan oppstå med dagens system. Dette kan i praksis utformes gjennom overdragelse eller leasing av lokalt distribusjonsnett kombinert med drift- og vedlikeholdsavtale med DSO.

Bedre koordinert forbruk

Forbruket kan koordineres bedre hvis produksjon, nett og forbruk er nærmere hverandre. I dag brukes primært prismekanismer til å regulere og balansere forholdet mellom disse. Prismekanismer kan være vanskelig å forstå for brukeren. Et eksempel på dette er effekttariffering. Nærheten mellom nett, produksjon og forbruk i mikronett gir forbrukerne i mikronettet muligheter til å bruke andre mekanismer enn pris for å regulere og balansere forholdet mellom nett, produksjon og forbruk. Dette kan for eksempel være gjennom mobilapplikasjoner eller direkte integrasjon med smarte hjem. Hensynet til reduksjon av effektuttak må balanseres med forbrukerens nytte. Betydelige effektbegrensninger i daglig bruk kan gi forbrukerne vesentlig redusert nytte. Thorud (2016) viser til hvordan brukerne av den tyske tjenesten «SonnenCommunity» har gått sammen om å dele overskuddskraft fra solpaneler med hverandre gjennom en virtuell løsning lagt til rette av Sonnen, en tysk batteriproducent. Tjenesten er kun tilgjengelig for de som har kjøpt batteri av Sonnenbatterie. Interessen har vært stor blant forbrukerne i Tyskland.

Økt produksjon av fornybar energi

Desentralisert produksjon av kraft medfører at en bruker de ressursene som er tilgjengelige lokalt. Ofte vil dette være vind- eller solkraftressurser. Energienhetskostnaden fra vindturbiner og solpaneler har blitt vesentlig redusert de senere årene. Forventet utvikling antyder at dette skal fortsette. Videre har utbygging av disse ressursene vært subsidiert fra myndighetenes side. Etableringen av flere mikronett kan følgelig medføre en økt investering i fornybar kraft.

Sett fra et norsk perspektiv kan det være begrensede fordeler ved å bygge ut ny fornybar kraft da vi allerede har svært mye fornybar kraft i kraftproduksjonen vår. Norge har over 96 prosent fornybar kraftproduksjon og et netto kraftoverskudd (Statnett, 2016a). Statnett peker også i sin langsiktige markedsanalyse fra 2016 på at Norge vil få en økt eksportmulighet i årene som kommer. Perioder med høy uregulerbar produksjon på kontinentet vil gi økt importbehov for

andre europeiske land (Statnett, 2016a). Om norsk fornybarkraft da kan fortrenge termisk kraft fra for eksempel kull, vil det gi betydelig CO₂-reduksjon. Økt utbygging av fornybar energi vil bety flere inngrep i naturen.

Frigjøring av kapital til fornyelse av andre deler av nettet

Om mikronett, eller lokale energisamfunn, kjøper ut flere av de lokale distribusjonsnettene, vil dette frigjøre kapital for DSO. Om etableringen av mikronett i tillegg reduserer investeringsbehov i øvrige deler av DSO sitt konsesjonsområde, kan dette frigjøre ytterligere investeringsmidler. I hvor stor grad kapital kan frigjøres på denne måten, kommer an på hvordan man bestemmer seg for å verdsette de lokale distribusjonsnettene og utbredelsen av mikronett. På denne måten kan man oppnå fornyelse av nettet uten å øke nettleien tilsvarende.

Kutte utslipp i norsk olje og gassektor

Ved integrasjon av DER og mikronettløsninger på den norske sokkelen kan man redusere klimagassutslipp i betydelig grad. Særlig ved å redusere utslipp tilknyttet «spinning reserve» og mer optimal drift av gassturbiner. Dette kan være av særlig betydning for Norge siden olje- og gassektoren i Norge står for en stor del av norske utslipp knyttet til elektrisitetsproduksjon.

7.2.3 utfordringer med mikronett

Mindre beslutningsnøytralitet

I en situasjon hvor en aktør eier både produksjonen og nettet, kan forbrukerne oppleve mangel på nøytralitet ved beslutninger. Aktøren kan da planlegge nettet ut ifra hva som passer egen produksjon, og ikke hva som passer forbrukerne. Konsekvensen kan bli ineffektiv utforming av nettet og unødvendig høye kostnader for konsumentene. Dette kan medlemmer av lokale energisamfunn eller kunder av mikronett også oppleve, hvis for eksempel en nødvendig utbygging av nettet i det lokale energisamfunnet blir utsatt. Ny regulering kan forhindre dette. Om DSO drifter det lokale distribusjonsnettet for lokale energisamfunn, kan de i tillegg bidra til hensiktsmessig utvikling og fornyelse av det lokale distribusjonsnettet i mikronettet. Dette kan en løsning i praksis som reduserer utfordringene knyttet til beslutningsnøytralitet.

Mindre avgiftsnøytralitet

Plusskunder har i dag avgiftsfritak på egenprodusert elektrisitet fra solpaneler. Øvrige kunder betaler betydelige avgifter ved forbruk av elektrisitet. Avgifter som eksisterer for å

internalisere eksternaliteter bør også inngå i mikronett, men bare dersom mikronett har disse eksternalitetene. Hvis formålet med forbruksavgiften er å hindre overforbruk av elektrisitet, og unødvendig utbygging av sentraliserte kraftressurser slik som vassdrag, bør mikronett være unntatt. Dersom avgiftene er fiskale, bør mikronett også betale disse.

Redusert skatte- og avgiftsinngang til staten

Hvis elektrisitetsforbruk i mikronett får den samme avgiftsfordelen som plusskunder i dag har, og mikronettkunder erstatter eksisterende nettkunder i betydelig grad, vil det medføre redusert skatteinngang. Dette inkluderer Enova-tilskudd som igjen vil gi redusert finansiering av ordningen. Samtidig er det mulig at Enova vil få økte utbetalinger om flere DER inngår blant investeringene som mottar støtte. Øvrige redusert avgifter vil være forbruksavgiften og merverdiavgift.

Mindre sentralisert kontroll over nettet

En av grunnene til at nett er naturlige monopoler er at nettverk fungerer best når de blir sentralt koordinert (CEER, 2017). Dette sørger for at planleggingen og beslutningene som tas er bedre, enn når mange små aktører skal ta de. Når man gjør kontrollen over nettet mer lokal, vil man kunne få flere mindre systemer som opererer uten å ta hensyn til hverandre. De kan da skape negative eksternaliteter for hverandre, som at alle belaster overliggende nett samtidig, og dermed sliter unødvendig på anlegg, når de heller kunne belastet nettet hver for seg. Det kan også oppstå problemer med å opprettholde balansen på 50 Hz for systemansvarlig når systemansvarlig ikke har kontroll over de lokalt kontrollerte lastene. For å motvirke slikt kan systemoperatør eller regulator innføre flere regler som styrer hvordan de lokale kontrollørene kan agere.

Skatte- og avgiftsinnkreving av egenproduserte varer og tjenester til eget konsum kan være utfordrende i praksis. Særlig med tanke på at forbrukeren i mikronettet allerede kan bære eksternalitetene som kan følge av DER. Dette siden DER vil være utplassert ute blant forbrukerne i mikronettet. For eksempel vil de negative effektene av vindmøller som støy i stor grad allerede bæres av forbrukerne i mikronettet.

Mikronettene kan uansett kreve en form for sentralisert styring. I tilfelle mikronettene aggregerer opp egenskaper ved DER på en måte som gjør det utfordrende for nettet for øvrig, må dette styres sentralt. Hvis for eksempel mikronettene tømmer batteriene sine samtidig og

trenger reservekraft fra nettet, vil dette kunne gi høyere svingninger i nettet enn hva som ville vært tilfelle om de samme kundene var direkte tilknyttet.

Grid defection og tariffutforming

Grid defection er i dag en teoretisk, men eksistensiell, trussel for nettselskapene. Når dagens organisering er motivert av samfunnsmessig rasjonalitet, kan dette også bety vesentlige merkostnader for samfunnet. Selv om mikronett er godt egnet til å forsyne enkelte sluttbrukergrupper, er det ikke nødvendigvis hensiktsmessig at dette blir den gjeldende tilnærmingen for alle sluttbrukere i det norske kraftsystemet. Som illustrert i kapittel 6.2 vil utviklingen i priser i både nettleie, sentralisert kraftproduksjon og DER avgjøre om det blir lønnsomt å gå av nettet. Selv om det totale kostnadsnivået vil være avgjørende, vil i tillegg utforming av nettleietariff være av betydning for om det er frakobling fra nettet eller drift i tilkoblet mikronett som er optimalt. Ved «time-of-use» tilnærming vil effekten fra DG over dagen være av betydning. Det gjelder særlig for PV (Rickerson, et al., 2014). Videre kan fleksible brukere lettere tilpasse seg «time-of-use», og lagring i mikronett gir muligheter for å ytterligere utnytte prisforskjellene. Fluktuerende DG-produksjon kan likevel redusere denne muligheten. Ved en «abonnert effekt-tilnærming» får man et beslutningsproblem med avveining mellom batterikapasitet og valg av abonnert effekt. «Målt effekt» vil ha tilnærmet de samme virkningene som abonnert effekt.

Jo høyere fastledd på nettleien, jo mer lønnsomt vil det være å koble seg av nettet i perioder hvor DER gjør mikronettet selvforsynt. Et høyt energiledd vil incentivere utbygging av DG uten frakobling. Laws et al. (2017) har designet en slik tariffutforming som både gir incentiver til utbygging av DG og reduserer faren for grid defection. Fastleddet vil være alternativkostnaden til energilagring i mikronettet, mens energileddet vil være alternativkostnaden til DG i mikronettet. Et høyt fastledd kan være en god tilnærming om en ønsker å gi tydelig incentiv til ulønnsomme kunder som kan koble seg av nettet, til å gjøre dette. Fra et samfunnsmessig rasjonelt perspektiv vil det være fordelaktig med et høyt fastledd som tilsvarer tilhørende kostnader ved å betjene kunden med nett, og et energiledd som tilsvarer marginaltaptet ved leveranse. Om dette kombineres med prisdiskriminering basert på kostnadene ved å betjene kundene i det geografiske området, vil kundene som går av nettet være godt egnet for mikronett. Anslagene og konklusjonen fra analysen i kapittel 6.2 antyder at disse kundene likevel ikke vil betale vesentlig mer enn hva de gjør i dag.

Mindre stordriftsfordeler og mer parallell infrastruktur

Hvis det bygges mikronett, vil det kunne oppstå mer parallell infrastruktur, og stordriftsfordelene vil bli mindre. Flere aktører betyr isolert sett at den kapasiteten som eksisterer i dag blir mindre brukt (Skagerak Energi, 2017). Det kan også bli mer bruk av parallell infrastruktur, noe som heller ikke er samfunnsøkonomisk rasjonelt. Stordriftsfordeler kan være vedlikehold, administrasjon og system. Dette gjelder særlig om mikronett skal overta DSO-oppgaver som drøftet i 7.1. Normalt vil store enheter ha en fordel ved tilgang til kapital og lavere kapitalkostnad. Om det er mindre grupper som skal gå sammen i lokale energisamfunn for å etablere mikronett, vil dette kreve kapitalintensive investeringer. Hvis i tillegg investeringen ikke er primært motivert av lønnsomhet, kan det forverre kapitalkostnaden ytterligere. Administrasjonskostnader kan være en stor utfordring for mikronett på grunn av den store regelbyrden som eksisterer ved å drifte et nett. Noe av denne byrden er volumuavhengig, og stordriftsfordelene kan være betydelige. Det kan også være vanskelig å ha tilstrekkelig spesialisert arbeidskraft, siden større organisasjoner er mer egnet for dette.

Naturinngrep, lydforurensning og annen miljøpåvirkning

Når det blir mer desentralisert kraftproduksjon som følge av flere mikronett, kan dette ha påvirkning på det lokale miljøet. Mange av de lokale energiløsningene i dag bruker diesellaggregat. Dette kan for det første føre til økt støy for de som bor i nærheten, men også til økte klimautslipp. Andre type DER som vindmøller kan gi betydelig inngrep i naturen, støy og være en trussel for fugleliv. Likevel kan man fremover redusere naturinngrep i form av store naturinngrep som sentralisert produksjon innebærer. Det være seg store vassdragsutbygginger eller kraftlinjer gjennom naturen.

Mer regulering

Hvis forbrukerne i de idiosynkratiske utformede mikronettene skal ha de samme rettighetene som de andre forbrukerne av elektrisitet i Norge, må reguleringen følgelig bli mer tilpasset. Det vil medføre et behov for flere unntaksregler eller mer spesifikt utformede reguleringer. Mindre sentralisert kontroll av nettet kan også medføre mer regulering, men større nærhet mellom kunder og produksjon kan også løse koordineringsproblem som i dag er løst med regulering som drøftet i kapittel 7.2.2. Mer regulering betyr at det vil bli dyrere å administrere kraftnettet, alt annet likt. De sentrale myndighetene kan motvirke dette ved å akseptere mer

varierende kvalitet i leveringen av elektrisk kraft, men dette kan være suboptimalt når samfunnet blir mer og mer avhengig av elektrisk kraft.

Stranded assets

Et av problemene som oppstår hvis mange kunder vil gå av hovednettet, er hvordan en skal fordele de gjenværende levetidskostnadene for overliggende nett. En stor del av investeringsbehovet de neste årene er i sentralnettet, noe som ytterligere kan forverre situasjonen dersom mange kunder migrerer over til mikronett. Dette kan sette i gang en «dødens spiral» for faste kostnader, og i verste fall ende med grid defection. Hvordan dette reguleres, kan være veldig viktig for utbredelsen av mikronett. Hvis alle mikronettkundene må ta med sin del av kostnadene fra sentralnettet, kan dette bli en stor engangsgift som avskrekker mange potensielle mikronettkunder. En løsning kan være at staten kan ta disse kostnadene om mikronett er en ønsket utvikling. Deler av sentralnettet kan ende opp med å bli «stranded assets» som ikke er fullt nedbetalte, noe som kan gå hardt utover balansen til Statnett.

7.2.4 Sammendrag av mikronett sin samfunnsøkonomiske verdi

Fordeler og ulemper	Virkninger i Norge	Samfunnsøkonomisk nytte
Alternativ til reinvestering i nett	Særlig aktuelt ytterst i radialer, som på øyer. Kan gi lavere reinvesteringskostnader.	Kan gi vesentlige besparelser både i reinvesteringskostnader og løpende drift- og vedlikeholdskostnader.
Økt forsyningssikkerhet	Kan gi økt forsyningssikkerhet enkelte steder, selv om forsyningssikkerhet ikke er et betydelig problem i det norske kraftsystemet.	Begrenset endring i nytteverdi.
Demokratisering av nettet	En regulering mer tilpasset lokale behov kan gi sterkere selvråderett og bedre tilpassede løsninger.	Kan gi noe økt nytte gjennom bedre brukertilpasning og høyere opplevd selvråderett.
Bedre koordinerte investeringer	Når produksjon og konsum er nær hverandre, kan det bli lettere å koordinere investeringsbehov.	Kan redusere investeringsbehov i nettet. Kan gi økt nytte.
Bedre koordinert forbruk	Når produksjon og konsum er nær hverandre, kan det bli lettere for forbrukeren å forstå sammenhengen mellom dem.	Kan redusere investeringsbehov i nettet som følge av lavere effektuttak og lavere energiforbruk.

Tabell 4. Sammendrag samfunnsøkonomisk lønnsomhet mikronett 1.

Fordeler og ulemper	Virkninger i Norge	Samfunnsøkonomisk nytte
Økt produksjon av fornybar energi	Kan gi reduserte utslipp av klimagasser i det nordeuropeiske kraftmarkedet om økt produksjon fortrenger fossil kraftproduksjon.	Økt nytte ved reduksjon i miljø- og klimaeksternaliteter.
Teknisk løsning på effektkrevende tiltak ytterst i radialer	Kan gi reduserte investerings- og levetidskostnader.	Økt nytte ved mer effektiv drift av kraftsystemet.
Frigjøring av kapital til fornyelse av nettet	Salg av lokale distribusjonsnett fra DSO til mikronett.	Økt nytte ved bedre kapitalutnyttelse.
Kutte utslipp i norsk olje- og gasssektor	Reduserte utslipp ved integrasjon av mikronettløsninger på olje- og gassplattformer.	Økt nytte ved reduserte miljø- og klimaeksternaliteter.
Mindre beslutningsnøytralitet	Når produksjon og konsum er nær, kan det gi mindre beslutningsnøytralitet.	Redusert nytte ved suboptimale drifts- og investeringsbeslutninger.
Mindre avgiftsnøytralitet	Uklart hvorvidt mikronett skal betale avgift på egenprodusert strøm.	Redusert nytte ved redusert oppslutning om skatte- og avgiftssystemet for kraftsystemet.

Tabell 5. Sammendrag samfunnsøkonomisk lønnsomhet mikronett 2.

Fordeler og ulemper	Virkninger i Norge	Samfunnsøkonomisk nytte
Redusert skatte- og avgiftsinngang til staten	Nettkunder som går over til mikronett kan få redusert skatte- og avgiftstrykk.	Mulig redusert nytte. Nytte avhengig av om skiftet er samfunnsøkonomisk rasjonelt i utkastpunktet.
Mindre sentralisert kontroll over nettet	Mindre sentral koordinering. Kan gi flere negative eksternaliteter for andre brukere.	Redusert nytte gjennom økt slitasje på anlegg og eksternaliteter påført andre brukere.
Grid defection	Grid defection kan være en eksistensiell trussel for den etablerte markedsløsningen i det norske kraftsystemet.	Vesentlig redusert nytte om nettkunder som opprinnelig var best egnet for nettilknytning går av nettet.
Mindre stordriftsfordeler	Parallell infrastruktur og lav utnyttelsesgrad på administrative ressurser.	Vesentlig redusert nytte gjennom redusert ressursutnyttelse.
Naturinngrep, lydforurensning og annen miljøpåvirkning	Økt utbygging av DER kan gi forurensning gjennom utslipp av miljøgasser, naturinngrep og støy.	Redusert nytte.
Mer regulering	Økt kompleksitet i et allerede komplekst regelverk.	Redusert nytte gjennom økte administrasjonskostnader.
Stranded assets	Deler av sentralnettet kan miste funksjonen, og når det ikke er nedbetalt kan TSO få store regnskapsmessige tap.	Redusert nytte i takt med etablering av mikronett.

Tabell 6. Sammendrag samfunnsøkonomisk lønnsomhet mikronett 3.

8. Konklusjon

Vi har gjennom oppgaven vist at mikronett kan bidra til å løse investeringsbehovet som eksisterer i det norske kraftsystemet i dag, og kan være et lønnsomt alternativ til tradisjonell nettutbygging i enkelte tilfeller. Økt lokal produksjon medfører også økt fornybar produksjon av kraft, noe som kan bidra til å løse et annet stort problem som samfunnet vårt møter: Klimautfordringene. Dette er ikke helt uproblematisk, for eksempel kan det oppstå store eksterne effekter for samfunnet for øvrig gjennom lavere skatteinnngang, økt byråkrati og flere naturinngrep.

Vi har også vist at reguleringen i dag behandler mikronett som et unntak til dagens praksis, noe som må endres hvis det skal bli en større utbredning av mikronett i Norge. Dette er også et mer fundamentalt spørsmål for mikronett som helhet: Skal det være et supplement til dagens sentraliserte produksjonsmodeller eller skal det være en konkurrent og på sikt potensielt erstatte dagens system? På den ene siden er dagens modell veldig effektiv og leverer kraft med høy kvalitet til en lav pris, men som vi viser i investeringsanalysen kan mikronett snart bli en lønnsom utfordrer til dagens modell under gitte forutsetninger. Det er også flere andre hensyn som taler for mikronett som løsning. For eksempel økt forsyningssikkerhet og bedre koordinering av investeringer og forbruk.

Mikronett som supplement til dagens modell kan være et positivt bidrag til det norske kraftsystemet og frigi kapital til andre deler av nettet. Dette kan igjen bidra til å avhjelpe enda et problem som kan oppstå: Grid defection. Hvis nettselskapene kan konsentrere seg om å bygge ut den delen av nettet som er lønnsom å drifte med en sentral modell, vil man unngå at kunder som ut fra et samfunnsøkonomisk perspektiv burde vært på nettet, går av det, og at kunder som ut fra et samfunnsøkonomisk perspektiv burde vært av nettet, faktisk går av det. For å sikre at nettet er utformet mest mulig hensiktsmessig, er en riktig tariffstruktur essensielt, slik at kundene møter et prisbilde som reflekterer deres virkelige kostnad.

Kraftsystemet går flere store utfordringer i møte. For at mikronett skal bli en attraktiv løsning for deler kraftforsyningsbehovet til samfunnet må teknologiutviklingen gjøre nye fremskritt samtidig som prisen må ned. Teknologien er likevel kommet så langt i dag at for enkelte aktører som olje- og gassnæringen, kan mikronett være en aktuell løsning allerede nå.

9. Videre forskning

Det er per juni 2018 usikkert hvordan forretningsmodeller for etablering og drift av mikronett bør se ut. Videre forskning kan belyse hvordan man kan kapitalisere på mikronett og utnytte muligheter som kan ligge i integrasjon av for eksempel annen samfunnsinfrastruktur som vann, varme og transport. Likefullt bør man se på hvordan reguleringen bør være utformet for å oppnå dette.

Utover dette vil mer tverrfaglig forskning kunne gi et bedre helhetlig bilde av hvordan mikronett vil påvirke samfunnet som helhet utover de tekniske utfordringene som allerede er godt dokumentert. En kartlegging av mulige mikronett case i Norge vil kunne hjelpe øvrig forskning og legge til rett for investeringsanalyser og tilbudsregning fra næringslivet.

10. Kildeliste

- Ackermann, T., Andersson, G. og Söder, L. (2001) Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research* 57 (3), 195-204.
- Adil, A. M. og Ko, Y. (2016) Socio-technical evolution of Decentralized Energy Systems: A critical review and implications for urban planning and policy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [Internett] 57 (c), 1 mai, 1025-1037. DOI: 10.1016/j.rser.2015.12.079
- Akorede, M. F., Hizam, H., Aris, I. og Ab Kadir, M. Z. A. (2010) A review of strategies for optimal placement of distributed generation in power distribution systems. *Research Journal of Applied Sciences* [Internett] 5 (2), 137-145. DOI: 10.3923/rjasci.2010.137.145
- Alvial-Palavicino, C., Garrido-Echeverría, N., Jiménez-Estévez, G., Reyes, L. og Palma-Behnke, R. (2011) A methodology for community engagement in the introduction of renewable based smart microgrid. *Energy for Sustainable Development* [Internett] 15 (3), 314-323. DOI: 10.1016/j.esd.2011.06.007
- Basso, T. S. og Deblasio, R. (2004) IEEE 1547 Series of Standards: Interconnection Issues. *IEEE Transactions on Power Electronics* [Internett] 19(5), 1159-1163. DOI: 10.1109/TPEL.2004.834000
- Beredskapsforskriften. *FOR-2012-12-07-1157 Forskrift om forebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen*
- Berkeley Lab (2018a) *Types of Microgrids* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://building-microgrid.lbl.gov/types-microgrids>>
[Lest 11. mai 2018].
- Berkeley Lab (2018b) *Mannheim-Wallstadt* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://building-microgrid.lbl.gov/mannheim-wallstadt>>
[Lest 5. mai 2018].
- Bjerkan, E., Steinsli, T. G., Mathisen, G., Engberg, J., Troset, T. E. og Glielmo, L. (2015) *Demonstrating Active Distribution Grids and Active Demand*. Paper 1528. Lyon, Frankrike: CIRED.
- Bjørndal, E., Bjørndal, M. og Fange, K.-A. (2010) Benchmarking in Regulation of Electricity Networks in Norway – An Overview [Internett]. I: *Energy, Natural Resources and Environmental Economics*. Heidelberg: Springer, 317-342. DOI: 10.1007/978-3-642-12067-1_18
- BKK Nett (2018) *Nettleiepriser, tariffen og avgifter* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.bkk.no/nett/nettleiepriser-tariffer-og-avgifter>>
[Lest 26. april 2018].
- BKK (2018) *Plusskundeordningen* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.bkk.no/nett/plusskunde>>
[Lest 10. mai 2018].

-
- Bloomberg (2017) *Bloomberg New Energy Outlook 2017*. New York, New York: Bloomberg Finance L.P.
- Bogetoft, P. og Otto, L. (2011) *Benchmarking with DEA, SFA and R.* New York: Springer.
- Burger, A. (2016) *Encouraging Results from ABB's Hybrid Renewable Microgrids* [Internett]. Nashua, New Hampshire: Renewable Energy World. Tilgjengelig fra: <<https://www.renewableenergyworld.com/articles/2016/10/encouraging-results-from-abb-s-hybrid-renewable-microgrids.html>> [Lest 11. mai 2018].
- CEER (2017) *Renewable Self-Consumers and Energy Communities CEER White Paper series (paper # VIII) on the European Commission's Clean Energy Proposals* [Internett]. Tilgjengelig fra: <<https://www.ceer.eu/documents/104400/5937686/CEER+White+Paper+on+Renewable+Self-onsumers+and+Energy+Communities/9e2b9021-5ecc-bfe7-ac68-a5f3d061b28c>> [Lest 24. mai 2018].
- Chen, C., Duan, S., Cai, T., Liu, B. og Hu, G. (2011) Optimal allocation and economic analysis of energy storage system in microgrids. *IEEE Transaction on Power Electronics* [Internett] 26 (10), 2762-2773. DOI: 10.1109/TPEL.2011.2116808
- Chiradeja, P. og Ramakumar, R. (2004) An approach to quantify the technical benefits of distributed generation. *IEEE Transactions on Energy Conversion* [Internett] 19 (4), 764-773. DOI: 10.1109/TEC.2004.827704
- Clover, I. (2016) ABB unveils renewable-ready plug-and-play microgrid. *PV Magazine* [Internett]. Tilgjengelig fra: <https://www.pv-magazine.com/2016/10/10/abb-unveils-renewable-ready-plug-and-play-microgrid_100026428/> [Lest 11. mai 2018].
- Curtius, H. C., Künzel, K. og Loock, M. (2012) Generic Customer segments and business models for smart grids. *International Journal of Marketing* [Internett] 51 (2-3), 63-74, DOI: 10.1007/s12642-012-0076-0
- De Brabandere, K., Vanthournout, K., Driesen, J., Deconinck, G. og Blemans, R. (2007) *Control of Microgrids* [Internett]. New York, New York: IEEE Conference Paper. DOI: 10.1109/PES.2007.386042
- Difi (2018) *Hva er en interessent?* [Internett]. Tilgjengelig fra: <<https://www.prosjektveiviseren.no/hva-er-en-interessent>> [Lest 10. mai 2018].
- Direktoratet for økonomistyring (2014) *Veileder i samfunnsøkonomiske analyser*. Oslo: Fagbokforlaget Vigmostad & Bjørke AS.
- DNV GL (2015) *Sluttrapport Teknologiutvikling og Klimagassutslipp fra Petroliumsvirksomheten fram mot 2030 og et Lavutslippssamfunn i 2050*. Oslo: DNV GL.

- Eidefoss Nett (2018) *Nettleiepriser f.o.m. 1.1.2018* [Internett].
Tilgjengelig fra: <http://www.eidefossnett.no/eway/default.aspx?pid=277&trg=MainPage_5989&MainPage_5989=5980:0:10,3094:1:0:0:::0:0>
[Lest 13. mai]
- Eidsiva Nett AS (2018) *Nettariff i distribusjonsnettet* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.eidsivanett.no/globalassets/dokumenter/priser/priser-for-privatkunder-2018.pdf>>
[Lest 26. april 2018].
- EMPOWER (2018) *The Concept* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<http://empowerproject.eu/about-empower/concept/>>
- Energiloven *LOV-1990-06-29-50 Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.*
- Energilovforskriften *FOR-1990-12-07-959 Forskrift om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m.*
- Energy Efficiency Markets (2016) *How microgrids can achieve maximum return on investment(ROI)*. Westborough, MA: Microgrid Knowledge.
- EU-kommisjonen (2016a) (2016) 864 - *Forslag til revidert elmarkedsdirektiv 2016/0380 (COD)*, Brussel: EU-kommisjonen.
- EU-kommisjonen (2016b) (2016) 762 - *Forslag til fornybardirektiv 2016/0382 (COD)*. Brussel, Belgia: EU-Kommisjonen.
- EU-kommisjonen (2016c) *Commission proposes new rules for consumer centred clean energy transition* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-centred-clean-energy-transition>>
[Lest 24. mai 2018].
- Europalov (2018) *Tredje energimarkedspakke: Arbeidsdokument fra Kommisjonen som følger den lovgivende pakken om det indre marked for elektrisitet og gass* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://europol.no/politikkdokument/tredje-energimarkedspakke/id-2441>>
[Lest 26. april 2018].
- Faiers, A. og Neame, C. (2006) Consumer attitudes towards domestic solar power systems. *Energy Policy* [Internett] 34, 1797-1806. DOI: 10.1016/j.enpol.2005.01.001
- Fedje Kommune (2018) *Introduksjon til Fedje* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.fedje.kommune.no/introduksjon-til-fedje.346718.nn.html>>
- FN (2015) Sustainable Development Goals [Internett]. New York, New York: United Nations. Tilgjengelig fra: <<https://www.un.org/sustainabledevelopment/sustainable-development-goals/>>
[Lest 26. april 2018].

-
- Forskrift om kontroll av nettvirksomhet *FOR-1999-03-11-302 Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer.*
- Forskrift om særavgifter *FOR-2001-12-11-1451 Forskrift om særavgifter.*
- Fosso, O. B. og Coldevin, G. H. (2014) *Moving towards the Smart Grid: The Norwegian Case.* Hiroshima, Japan: IEEE, 1861-1867.
- Franz, M., Perterschmidt, N., Rohrer, M. og Kondev, B. (2014) *Mini-grid Policy Toolkit.* Eschborn, Tyskland: EU Energy Initiative Partnership Dialogue Facility.
- Haaland, Sigrid (2018) Havyard landet storkontrakt med Fjord1, *Sysla Maritim* [Internett]. Tilgjengelig fra: <<https://sysla.no/maritim/havyard-landet-storkontrakt-med-fjord1/>> [Lest 21. mai 2018].
- Hafslund nett (2018) *Priser* [Internett]. Tilgjengelig fra: <https://hafslundnett.no/priser/nettleiepriser_privat/12283> [Lest 26. april 2018].
- Hafslund (2017) *Kommentarer på OEDs høring av Europakommisjonens "Vinterpakke"* [Internett]. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/dbf1aa58e57d4244b54013ccc9192bc2/hafslund-asa.pdf?uid=Hafslund_ASA.pdf> [Lest 24. mai 2018].
- Hallsteinsen, S. (2017) *CoSSMic deliverable D1.4a, Project Final report.* Trondheim: EU FP7 Colloborative Project no 608806.
- Helgeland Kraft AS - innvilgelse av søknad* (2016) Tom Wiersdalen Karlsen. Tilgjengelig fra NVEs arkiv på forespørsel.
- Helgeland Kraft AS - klage* (2013) Henriette Nesheim. Tilgjengelig fra NVEs arkiv på forespørsel.
- Helgeland Kraft AS - vedtak* (2015) Ane Næsset Ramtvedt. Tilgjengelig fra NVEs arkiv på forespørsel.
- Hofstad, K. (1998) *Energiforsyning av boliger uten tilknytning til elnettet EK nr 25/97.* Oslo: NVE. Tilgjengelig fra NVEs arkiv på forespørsel.
- Hofstad, K. og Eggan, T. (1999) *Fritak for leveringsplikt - prinsipper og prosedyrer.* Oslo: NVE.
- Hofstad, K. (2017) *Voltampere* [Internett]. Oppdatert versjon 28. september 2017. Oslo: Store Norske Leksikon. Tilgjengelig fra: <<https://snl.no/voltampere>> [Lest 13. mai].
- IEA (2014) *Technology Roadmap - Energy Storage.* Paris, Frankrike: Interational Energy Agency.
- IEA (2017a) *Energy Access Outlook 2017.* Paris, Frankrike: International Energy Agency.
- IEA (2017b) *World Energy Outlook 2017.* Paris, Frankrike: International Energy Agency.

- Istad, M., Kirkeby, H., Nordbø, P. E., Eliassen, O. H., Hjelme, R. A. H. og Hatlen, O. J. (2017) Flexible Network Operation. *CIREN - Open Access Proceedings Journal* [Internett] 2017 (1), 2292 - 2295. DOI: 10.1049/oap-cired.2017.1272
- Kantamneni, A., Winkler, R., Gauchia, L. og Pearce, J. M. (2016) Emerging Economic Viability of Grid Defection in a Northern Climate Using Solar Hybrid Systems. *Energy Policy* [Internett] 95 (2016), 378-389. DOI: 10.1016/j.enpol.2016.05.013
- Karabiber, A., Keles, C., Kaygusuz, A. og Alagoz, B. B. (2013) An approach for the integration of renewable distributed generation in hybrid DC/AC microgrids. *Renewable Energy* [Internett] 52 (2013), 251-259. DOI: 10.1016/j.renene.2012.10.041
- Khalilpour, R. og Vassallo, A. (2015) Leaving the grid: An ambition or a real choice?. *Energy Policy* [Internett] 82 (2015), 207-221. DOI: 10.1016/j.enpol.2015.03.005
- Kontrollforskriften *FOR-1999-03-11-302 Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering av nettvirksomheten og tariffer.*
- KS Bedrift (2017) *Høringsvar fra KS Bedrift: EUs Vinterpakke – clean energy for all europeans* [Internett]. Tilgjengelig fra: <<https://www.regjeringen.no/contentassets/dbf1aa58e57d4244b54013ccc9192bc2/ksbedriftenergi.pdf?uid=KSBedriftEnergi.pdf>> [Lest 24. mai 2018].
- Langset, T. (2017) *Infoskriv ETØ-4/2017: Om beregning av inntektsrammer og kostnadsnorm for 2018.* Oslo: NVE.
- Lasseter, R., Akhil, A. og Marnay, C. (2002) *Integration of distributed energy resources. The CERTS microgrid concept.* Berkeley, California: Berkeley Lab UCLA.
- Laws, N. D., Epps, B. P., Peterson, S. O., Laser, M. S. og Wanjiru, K. (2017) On the utility death spiral and the impact of utility rate structures on the adoption of residential solar photovoltaics and energy storage. *Applied Energy* 185 (1), 627-641.
- Lazard (2017) *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis v11.* New York, New York: Lazard.
- Leveringskvalitetsforskriften. *FOR-2004-11-30-1557 Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet.*
- Lyberopoulos, G., Theodoropoulou, E. og Mesogiti, K. (2015) *VIMSEN: A Distributed Architecture for future Energy Market Frameworks.* Rhodos, Hellas: ACM.
- Malhotra, A., Battke, B., Beuse, M., Stephan, A. og Schmidt, T. (2016) Use cases for stationary battery technologies: A review of the literature and existing projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [Internett] 56 (2016), 705-721. DOI: 10.1016/j.rser.2015.11.085
- Mengelkamp, E., Notheisen, B., Beer, C. og Weinhardt, C. (2018) A blockchain-based smart grid: towards sustainable local energy markets. *Computer science - Research and Development* [Internett] 33 (2018), 207-214. DOI: 10.1007/s00450-017-0360-9

-
- Molnes, Ø. J. (2015) *Visualizing Energy Use in Smart Grids - Developing a User Display for the Dynamic Microgrid Tariff* [Masteroppgave], Trondheim: NTNU.
- More Microgrids Project (2009) *Advanced Architectures and Control Concepts for More Microgrids*. Athen, Hellas: More Microgrids.
- NERC (2017) *Distributed Energy Resources - Connection Modelling and Reliability Considerations*. Atlanta, Georgia: NERC.
- Nikos, H., Asano, H., Iravani, R. og Marnay, C. (2007) Microgrids - An Overview of Ongoing Research, Development, and Demonstration Projects. *IEEE Power & Energy Magazine* 5 (4), 78-96.
- Nord Pool (2017) *History* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/>>
[Lest 26. april 2018].
- Norsk solenergiforening (2017) *Oppdatering rammebetingelser - september 2017: Elavgift på solkraft til eget bruk* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.solenergi.no/rammebetingelser-september-2017/>>
[Lest 10. mai 2018].
- NVE (2010) *Veileder i planlegging, bygging og drift av små kraftverk*. Veileder nr. 1/2010. Oslo: Norges vassdrags- og energidirektorat.
- NVE (2015a) *Innmatingstariffer: Energiled* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/innmatingstariffer/>>
[Lest 10. mai 2018].
- NVE (2015a) *Tilknytningsplik: Nettselskapene har en plikt til å tilby alle som ønsker det tilgang til nettet* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettilknytning/tilknytningsplikt/>>
[Lest 26. april 2018].
- NVE (2015b) *Søknad om fritak* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettilknytning/tilknytningsplikt/soeknad-om-fritak/>>
[Lest 26. april 2018].
- NVE (2015c) *Tilknytningslinje* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettilknytning/tilknytningsplikt/tilknytningslinje/>>
[Lest 26. april 2018].
- NVE (2016a) *Status og prognoser for kraftsystemet 2016* [Internett]. Rapport nr 94-2016. Oslo: NVE. Tilgjengelig fra: <http://publikasjoner.nve.no/rapport/2016/rapport2016_94.pdf>
[Lest 26. mai 2018].

NVE (2016b) *Kvalitetsinsentiver - KILE* [Internett].

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

[Lest 9. mai 2018].

NVE (2016c) *Fritak for leveringsplikt* [Internett].

Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/omradekonsesjon/fritak-for-leveringsplikt/>>

[Lest 26. april 2018].

NVE (2017a) *Plusskunder* [Internett].

Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/tariffer-for-produksjon/plusskunder/>>

[Lest 26. april 2018].

NVE (2017b) *Nasjonal varedeklarasjon 2016* [Internett].

Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/varedeklarasjon/nasjonal-varedeklarasjon-2016/>>

[Lest 26. april 2018].

NVE (2017c) *Nett* [Internett].

Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/>>

[Lest 26. april 2018].

NVE (2017d) *Nettleiestatistikk for husholdninger* [Internett].

Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/nettleiestatistikk/nettleiestatistikk-for-husholdninger/>>

[Lest 26. april 2018].

NVE (2017e) *Avbrottsstatistikk for 2016*. Oslo: NVE.

NVE (2017f) *Reguleringsmodellen* [Internett].

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

[Lest 8. mai 2018].

NVE (2017g) *Forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet - Utforming av uttakstariffer i distribusjonsnettet* [Internett]. Oslo: NVE. Tilgjengelig fra:

<<https://www.nve.no/om-nve/regelverk/forskriftsendringer-pa-horing/horing-forslag-til-endringer-i-forskrift-om-kontroll-av-nettvirksomhet-tariffer-avsluttet/>>

[Lest 26. april 2018].

NVE (2017h) *Områdekonsesjon* [Internett].

Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/omradekonsesjon/>>

[Lest 26. april 2018].

-
- NVE (2017i) *Konsesjonspliktavurdering* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/om-konsesjon/konsesjonspliktavurdering/>>
[Lest 27. april 2018].
- NVE (2017j) *Kostnadsnormen* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/kostnadsnormen/>>
[Lest 8. mai 2018].
- NVE (2017k) *Høringssvar fra NVE - regelverksforslag fra EU-kommisjonen – vinterpakken* [Internett]. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/dbf1aa58e57d4244b54013ccc9192bc2/norges-vassdrags-og-energidirektorat-nve.pdf?uid=Norges_vassdrags_og_energidirektorat_NVE.pdf>
[Lest 24. mai 2018].
- NVE (2017l) *Inntektsrammer for 2018 - varsel* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/inntektsrammer/inntektsrammer-for-2018-varsel/>>
[Lest 24. mai 2018].
- NVE (2018a) *Økonomisk regulering av nettselskap* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/>>
[Lest 26. april 2018].
- NVE (2018b) *Leveringsplikt* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/stromkunde/leveringsplikt/>>
[Lest 10. mai 2018].
- NVE (2018c) *Selskapsmessig og funksjonelt skille* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/sluttbrukermarkedet/selskapsmessig-og-funksjonelt-skille/>>
[Lest 26. april 2018].
- NVE (2018d) *Individuell måling* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/nettjenester/nettleie/individuell-maling/>>
[Lest 26. april 2018].
- NVE (2018e) *Inntektsrammer* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/inntektsrammer/>>
[Lest 8. mai 2018].

- NVE (2018f) *Referanserenten* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/reguleringsmodellen/referanserenten/>>
[Lest 22. mai 2018].
- OED (2016a) *St Meld. nr. 25 (2016) Kraft til endring - Energipolitikken mot 2030 (Energimeldingen)*.
- OED (2016b) *Vinterpakken - høring av regelverksforslag fra Europakommisjonen* [Internett]. Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/vinterpakken----horing-av-regelverksforslag-fra-europakommisjonen/id2524840/?lastvisited=Hafslund_ASApdf&factbox=horingsbrev>
[Lest 24. mai 2018].
- OED (2017a) *Kraftmarkedet* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>>
[Lest 26. april 2018].
- OED (2017b) *REGULERING AV NETTVIRKSOMHETEN* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/regulering-av-nettvirksomhet/>>
[Lest 26. april 2018].
- OED (2017c) *EIERSKAP I KRAFTSEKTOREN* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://energifaktanorge.no/om-energisektoren/eierskap-i-kraftsektoren/>>
[Lest 17. juni 2018].
- OED (2018) *Elsertifikater* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://energifaktanorge.no/regulering-av-energisektoren/elsertifikater/>>
[Lest 17. juni 2018].
- OED (2018) *Illustrasjon kraftmarkedet* [Internett].
Tilgjengelig fra: <https://energifaktanorge.no/?attachment_id=16796>
[Lest 26. april 2018].
- Ottesen, S. Ø. (2017) *Techno-economic models in Smart Grids: Demand side flexibility optimization for bidding and scheduling problems* [doktoravhandling], Norwegian University of Science and Technology.
- Parkinson, G. (2017) *Renew Economy* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://reneweconomy.com.au/woodside-gas-platform-installs-first-battery-micro-grid-burn-less-gas-54042/>>
[Lest 21. mai 2018].
- Pepermans, G., Drisen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R. og D'haeseleer, W. (2005) Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy* [Internett] 33 (6), 787-798. DOI: 10.1016/j.enpol.2003.10.004

-
- Pindyck, R. S. og Rubinfeld, D. L. (2009) *Microeconomics*. Upper Saddle River: Pearson Education.
- Rambu Energy (2017) *Woodside, ABB to install microgrid system on Goodwyn A offshore plattform*. [Internett] Tilgjengelig fra: <<https://www.rambuenergy.com/2017/12/woodside-abb-to-install-microgrid-system-on-goodwyn-a-offshore-plattform/>> [Lest 21. mai 2018].
- Reiten, E., Sørgard, L. og Bjella, K. (2014) *Et bedre organisert strømnnett*. Olje- og energidepartamentet.
- Rickerson, W., Barbose, G., Jacobs, D., Parkinson, G., Chessin, E., Beldin, A., Wilson, H. og Barrett, H. (2014) *Residential prosumers - drivers and policy options*. Paris: IEA-RETD.
- Rocky Mountain Institute (2014) *The Economics of Grid Defection - When and Where Distributed Solar Generation Plus Storage Competes With Traditional Utility Service*. Boulder, Colorado: Rocky Mountain Institute.
- Rocky Mountain Institute (2018) *RMI Electricity*. [Internett] Tilgjengelig fra: <<https://www.rmi.org/our-work/electricity/>> [Lest 21. mai 2018].
- Rogers, E. (2003) *Diffusion of innovations*. 5 red. New York: Free Press.
- Romankiewicz, J., Qu, M., Marnay, C. og Zhou, N. (2013) *International Microgrid Assessment: Governance, Incentives, And Experience (IMAGINE)*. Berkeley, California: Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Sand, K. (2014) *Mikronett - en del av fremtidens kraftsystem*. NEF Teknisk Møte 2014, Trondheim, SINTEF/NTNU.
- Sauter, R. og Watson, J. (2007) Strategies for the deployment of micro-generation: Implications for social acceptance. *Energy Policy* [Internett] 35 (5), 2770-2779. DOI: 10.1016/j.enpol.2006.12.006
- Short, W., Packey, D. J. og Holt, T. (1995) *A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies*. Denver, Colorado: NREL.
- Shouxiang, W., Zhixin, L., Li, Z., Wu, L., Shahidelpour, M. og Li, Z. (2013) New Metrics for Assessing the Reliability and Economics of Microgrids in Distribution System. *IEEE Transactions on Power Systems* [Internett] 28 (3), 2852-2861. DOI: 10.1109/TPWRS.2013.2249539
- Siemens (2017a) *Microgrids - The Future of Electrical Grids Has Arrived*, London, Ontario: OAPPA.
- Siemens (2017b) *Algonquin College - Case Study*. Oakville, Ontario: Siemens.

Skagerak Energi, 2017. *Skagerak Netts høringskommentarer – Regelverksforslag som inngår i EUs Vinterpakke "Clean Energy for all Europeans"*. [Internett]
Tilgjengelig fra: <https://www.regjeringen.no/contentassets/dbf1aa58e57d4244b54013ccc9192bc2/skagerak-energi-as.pdf?uid=Skagerak_Energi_AS.pdf>
[Lest 24. mai 2018].

Smart Innovation Norway (2016) *Hvaler får et av Europas mest avanserte mikrostrømmnett*. [Internett] Tilgjengelig fra: <<https://www.smartinnovationnorway.com/nyheter/hvaler-far-et-av-europas-mest-avanserte-mikrostromnett/>>
[Lest 24. mai 2018].

Soshinskaya, M., Graus, W., Guerrero, J. M. og Quintero, J. C. V. (2014) Microgrids: experiences, barriers and success factors. *Renewable & Sustainable Energy Reviews* [Internett] 40 (2014), 659-672. DOI: 10.1016/j.rser.2014.07.198

SSB (2016) *Dette er Norge 2016 - hva tallene forteller* [Internett]. Oslo: SSB. Tilgjengelig fra: <<https://www.ssb.no/befolkning/artikler-og-publikasjoner/dette-er-norge-2016?fane=om#content>>
[Lest 13. mai 2018].

Statkraft (2017) *Statkrafts innspill til OEDs høring på "Vinterpakken - høring av regelverksforslag fra Europakommisjonen"*. [Internett]
Tilgjengelig fra:
https://www.regjeringen.no/contentassets/dbf1aa58e57d4244b54013ccc9192bc2/statkraft-as.pdf?uid=Statkraft_AS.pdf
[Lest 24. mai 2018].

Statnett (2016a) *Langsiktig markedsanalyse - Norden og Europa 2016-2040*. Oslo: Statnett.

Statnett (2016b) *Statnetts svar på høring - Samling for sikkerhet - ifb. utarbeidelsen av NOU 2016:19* [Internett]. Oslo: Statnett. Tilgjengelig fra:
<<https://www.regjeringen.no/no/dokument/dep/fd/hoeringer/hoeringsdok/2016/horing-nou-2016-19-samhandling-for-sikkerhet/Download/?vedleggId=eac4ea6b-c0c5-43aa-9b5c-fb6af8d81dec>>
[Lest 24. mai 2018].

Statnett (2018) *Nordisk kraftbalanse* [Internett].
Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Kraftsystemet/Data-fra-kraftsystemet/Nordisk-produksjon-og-forbruk/>
[Lest 26. april 2018].

Statoil (2007) *Det første hydrogensamfunn* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://archive.is/20120921201436/http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/Multimedia/features/Pages/HydrogenSociety.aspx>>
[Lest 21. mai 2018].

Stortinget (2016) *Stortingets Innst. 207 L*. [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.stortinget.no/globalassets/pdf/innstillinger/stortinget/2015-2016/inns-201516-207.pdf>>
[Lest 26. april 2018].

-
- Stortinget (2017–2018) *Stortingets Innst. 180 S.* [Internett].
Tilgjengelig fra: <<https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Stortinget/2015-2016/inns-201516-207/?lvl=0>>
[Lest 26. april 2018].
- Sønsteby, T., Skapalen, F., Ulsberg, H., Steen, R., Gjengstø, A., Røgstad, A., Larsen, A., Arnulf, R. C., Sivertsen S. og Malvik I. V. (2013) *orebyggende sikkerhet og beredskap i energiforsyningen* [Internett]. Veileder nr 1-2013. Oslo: NVE. Tilgjengelig fra: <http://publikasjoner.nve.no/veileder/2013/veileder2013_01.pdf>
[Lest 26. april 2018].
- Thorud, B. (2016) Hva er det med distribuert solenergi?. *Praktisk økonomi & finans* [Internett] 32 (3), 297-313. DOI: 10.18261/issn.1504-2871-2016-03-09
- Ton, D. T. og Smith, M. A. (2012) The U.S. Department of Energy's Microgrid Initiative. *The Electricity Journal*, 25 (8), 84-94. DOI: 10.1016/j.tej.2012.09.013
- Trondsen, W., Skjølvold, T. M., Koksvik, G. og Ryghaug, M. (2017) *Case study report Norway - Findings from case studies of PV pilot Trøndelag, Smart Energi Hvaler, and ASKO Midt-Norge v1.* Hamburg, Tyskland: ERA-Net Smart Grid Plus.
- Trønderenergi (2018) *Trønderenergi: Sjekk hvor mye strøm taket ditt kan produsere* [Internett]. Tilgjengelig fra: <<https://tronderenergi.no/sol/forside>>
[Lest 9. mai 2018].
- Ulleberg, Ø., Nakken, T. og Eté, A. (2010) The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: Evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modeling tools. *International Journal of Hydrogen Energy* [Internett] 35 (5), 1841-1852. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2009.10.077
- Veitch, C. K., Henry, J. M., Richardson, B. T. og Hart, D. T. (2013) *Microgrid Cyber Security Reference Architecture.* SAND2013-5472. Albuquerque New Mexico: Sandia National Laboratories.
- Velaug, M., Verlo, K. R., Eriksen, A. B. og Fladen, B. A. (2018) *Høringsdokument nr 6-2018, forslag til endring i forskrift om kontroll av nettvirksomhet* [Internett]. Oslo: NVE. Tilgjengelig fra: <http://publikasjoner.nve.no/hoeringsdokument/2018/hoeringsdokument2018_06.pdf>
[Lest 17. juni 2018].
- Velazquez, E. (2017) *Microgrids Solutions - Integration of Renewables and reliable power supply in Alaska.* Helsinki: Arctic Energy Summit.
- Wald, Matthew L (2013) *The Blackout That Exposed the Flaws* [Internett]. New York: The New York Times. Tilgjengelig fra: <<https://www.nytimes.com/2013/11/11/booming/the-blackout-that-exposed-the-flaws-in-the-grid.html>>
[Lest 13. mai].
- Watson, J. (2004) Co-provision in sustainable energy systems: the case of micro-generation. *Energy Policy* [Internett] 32 (17), 1981-1990. DOI: 10.1016/j.enpol.2004.03.010

WBCSD (2017) *Microgrids for commercial and industrial companies delivering increased power reliability, lower energy costs and lower emissions* [Internett]. Geneve, Sveits: World Business Council for Sustainable Development.

Wood, E. (2016) *"Optimized microgrid" at Algonquin College Achieves Positive ROI* [Internett]. Westborough, Massachusetts: Microgrid Knowledge. Tilgjengelig fra: <<https://microgridknowledge.com/optimized-microgrid-2/>> [Lest 21. mai 2018].

Woodside Energy Ltd. (2017) *Media Release - World first for Woodside and ABB* [Internett]. Perth, Western Australia: Woodside Energy Ltd. Tilgjengelig fra: <<http://www.woodside.com.au/Investors-Media/announcements/Documents/14.12.2017%20Media%20Release%20-%20World%20first%20for%20Woodside%20and%20ABB.pdf>> [Lest: 26. april 2018].

Ye, Z., Walling, R., Miller, N., Du, P. og Nelson (2005) *Facility Microgrids*. Denver, Colorado: National Renewable Energy Laboratory.

Zhang, C., Ding, Y., Nordentoft, N. C., Pinson, P. og Østergaard J. (2014) FLECH: A Danish market solution for DSO congestion. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* [Internett] 2 (2), 126-133. DOI: 10.1007/s40565-014-0048-0

Appendiks

Data til investeringsanalysen

Fjordkraft Lavprisavtale – Privat. Hentet på nett 13. mai 2018.		
Fastledd	27	kr/mnd.
Spot	0,3638	kr/kWt
Elsertifikat	0,0220	kr/kWt
Påslag	0,0129	kr/kWt

Tabell 7 Kraftavtale privat investeringskalkyle Fedj.

Fjordkraft Spotpris Web – bedrift. Hentet på nett 13.mai 2018.		
Fastledd	49	kr/mnd.
Spot	0,2911	kr/kWt

Tabell 8. Kraftavtale bedrift investeringskalkyle Fedje.

BKK Nett - Nettleie privatkunder. Hentet på nett 13. mai 2018.		
Fastledd inkl. MVA	2050	kr/år
Energiledd eks. MVA	0,164	kr/kWt
Forbruksavgift eks. MVA	0,1658	kr/kWt
Enovatilskudd eks. MVA	0,01	kr/kWt
MVA 25% energledd	0,08495	kr/kWt
DELSUM energiledd	0,42475	kr/kWt

Tabell 9. Nettleieavtale privat investeringskalkyle Fedje.

BKK Nett Næringskunder < 125A. Hentet på nett 13. mai 2018		
Enovaavgift	800	kr/år
Fastledd	1640	kr/år
DELSUM fastledd	2440	kr/år
Energiledd	0,164	kr/kWt

Tabell 10. Nettleieavtale bedrift investeringskalkyle Fedje.

Beregning av nettleie Fedje før diskontering

år	2 018	2 019	2 020	2 021	2 022	2 023	2 024
t	-	1	2	3	4	5	6
Sum nettleie til modell	3 685 805	3 778 781	3 909 544	4 051 392	4 084 048	4 146 517	4 175 761
Sum privat	3 104 726	3 177 922	3 280 866	3 392 536	3 418 245	3 467 424	3 490 447
kWh privat	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266
x privat	475	475	475	475	475	475	475
energiledd privat	0,3398	0,3458	0,3542	0,3634	0,3655	0,3695	0,3714
Fastledd privat	2 050	2 125	2 230	2 345	2 371	2 421	2 445
Sum næring	581 079	600 859	628 678	658 856	665 803	679 093	685 315
kWh næring	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262
x næring	50	50	50	50	50	50	50
energiledd næring	0,164	0,170	0,178	0,188	0,190	0,194	0,196
fastledd næring	2 440	2 500	2 584	2 676	2 697	2 737	2 756
input privat Vekstrate fast og var er der nettinvesteringer hentes inn.							
Vekstrate fast	-	0,0366	0,0880	0,1437	0,1566	0,1811	0,1926
Vekstrate var	-	0,0366	0,0880	0,1437	0,1566	0,1811	0,1926
Fastledd	2 050	2 125	2 230	2 345	2 371	2 421	2 445
Energiledd	0,1640	0,1700	0,1784	0,1876	0,1897	0,1937	0,1956
Forbruksavgift	0,1658	0,1658	0,1658	0,1658	0,1658	0,1658	0,1658
Enovatilskudd	0,0100	0,0100	0,0100	0,0100	0,0100	0,0100	0,0100
MVA var.ledd	0,0850	0,0864	0,0886	0,0908	0,0914	0,0924	0,0928
input næring Vekstrate fast og var er der nettinvesteringer hentes inn.							
Vekstrate fast	-	0,0366	0,0880	0,1437	0,1566	0,1811	0,1926
Vekstrate var	-	0,0366	0,0880	0,1437	0,1566	0,1811	0,1926
Enovaavgift	800	800	800	800	800	800	800
Fastledd	1 640	1 700	1 784	1 876	1 897	1 937	1 956
Energiledd	0,1640	0,1700	0,1784	0,1876	0,1897	0,1937	0,1956
år	2 025	2 026	2 027	2 028	2 029	2 030	2 031
t	7	8	9	10	11	12	13
Sum nettleie til modell	4 233 704	4 222 960	4 212 428	4 202 102	4 191 979	4 182 054	4 172 323
Sum privat	3 536 062	3 527 604	3 519 312	3 511 183	3 503 214	3 495 400	3 487 740
kWh privat	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266
x privat	475	475	475	475	475	475	475
energiledd privat	0,3751	0,3744	0,3738	0,3731	0,3724	0,3718	0,3712
Fastledd privat	2 492	2 483	2 474	2 466	2 458	2 450	2 442
Sum næring	697 642	695 356	693 116	690 919	688 765	686 654	684 583
kWh næring	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262
x næring	50	50	50	50	50	50	50
energiledd næring	0,1993	0,1986	0,1980	0,1973	0,1966	0,1960	0,1954
fastledd næring	2 793	2 786	2 780	2 773	2 766	2 760	2 754
input privat							
Vekstrate fast	0,2154	0,2112	0,2071	0,2030	0,1990	0,1951	0,1913
Vekstrate var	0,2154	0,2112	0,2071	0,2030	0,1990	0,1951	0,1913
Fastledd	2 492	2 483	2 474	2 466	2 458	2 450	2 442
Energiledd	0,1993	0,1986	0,1980	0,1973	0,1966	0,1960	0,1954
Forbruksavgift	0,1658	0,1658	0,1658	0,1658	0,1658	0,1658	0,1658
Enovatilskudd	0,0100	0,0100	0,0100	0,0100	0,0100	0,0100	0,0100
MVA var.ledd	0,0938	0,0936	0,0934	0,0933	0,0931	0,0929	0,0928
input næring							
Vekstrate fast	0,2154	0,2112	0,2071	0,2030	0,1990	0,1951	0,1913
Vekstrate var	0,2154	0,2112	0,2071	0,2030	0,1990	0,1951	0,1913
Enovaavgift	800	800	800	800	800	800	800
Fastledd	1 993	1 986	1 980	1 973	1 966	1 960	1 954
Energiledd	0,1993	0,1986	0,1980	0,1973	0,1966	0,1960	0,1954

Tabell 11. Detaljert oppsetting av nettleie til investeringskalkylen i figur 32.

Beregning av kostnader til kraftkjøp Fedje før diskontering

år t	2018 0	2019 1	2020 2	2021 3	2022 4	2023 5	2024 6
Sum kraftkost til modell	3 279 652	3 406 137	3 527 661	3 644 372	3 756 410	3 863 914	3 967 020
Sum privat	2 435 387	2 528 585	2 618 128	2 704 124	2 786 677	2 865 889	2 941 860
kWh privat	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266
x privat	475	475	475	475	475	475	475
Spot ink moms	0,3638	0,3787	0,3929	0,4067	0,4198	0,4324	0,4446
Påslag	0,0129	0,0129	0,0129	0,0129	0,0129	0,0129	0,0129
Elsertifikat	0,0220	0,0220	0,0220	0,0220	0,0220	0,0220	0,0220
Fastledd privat	324	324	324	324	324	324	324
Sum næring	844 265	877 552	909 534	940 248	969 733	998 025	1 025 159
kWh næring	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262
x næring	50	50	50	50	50	50	50
Spot eks moms	0,2911	0,3030	0,3144	0,3254	0,3359	0,3460	0,3557
Fastledd næring	588	588	588	588	588	588	588

år t	2025 7	2026 8	2027 9	2028 10	2029 11	2030 12	2031 13
Sum kraftkost til modell	4 065 857	4 083 230	4 099 620	4 115 058	4 129 576	4 143 202	4 155 968
Sum privat	3 014 687	3 027 488	3 039 564	3 050 939	3 061 636	3 071 677	3 081 083
kWh privat	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266
x privat	475,0000	475,0000	475,0000	475,0000	475,0000	475,0000	475,0000
Spot ink moms	0,4562	0,4582	0,4601	0,4620	0,4637	0,4653	0,4668
Påslag	0,0129	0,0129	0,0129	0,0129	0,0129	0,0129	0,0129
Elsertifikat	0,0220	0,0220	0,0220	0,0220	0,0220	0,0220	0,0220
Fastledd privat	324	324	324	324	324	324	324
Sum næring	1 051 170	1 055 742	1 060 056	1 064 119	1 067 939	1 071 525	1 074 885
kWh næring	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262
x næring	50	50	50	50	50	50	50
Spot eks moms	0,3650	0,3666	0,3682	0,3696	0,3710	0,3723	0,3735
Fastledd næring	588	588	588	588	588	588	588

år t	2032 14	2033 15	2034 16	2035 17	2036 18	2037 19	2038 20
Sum kraftkost til modell	4 167 901	4 179 030	4 189 380	4 198 979	4 207 851	4 216 022	4 223 516
Sum privat	3 089 876	3 098 076	3 105 702	3 112 775	3 119 312	3 125 333	3 130 855
kWh privat	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266
x privat	475	475	475	475	475	475	475
Spot ink moms	0,4682	0,4695	0,4707	0,4718	0,4729	0,4738	0,4747
Påslag	0,0129	0,0129	0,0129	0,0129	0,0129	0,0129	0,0129
Elsertifikat	0,0220	0,0220	0,0220	0,0220	0,0055	-	-
Fastledd privat	324	324	324	324	324	324	324
Sum næring	1 078 025	1 080 954	1 083 678	1 086 204	1 088 539	1 090 689	1 092 661
kWh næring	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262
x næring	50	50	50	50	50	50	50
Spot eks moms	0,3746	0,3757	0,3766	0,3775	0,3784	0,3791	0,3798
Fastledd næring	588	588	588	588	588	588	588

år t	2039 21	2040 22	2041 23	2042 24	2043 25
Sum kraftkost til modell	4 230 356	4 236 565	4 217 802	4 199 407	4 181 372
Sum privat	3 135 894	3 140 469	3 126 644	3 113 090	3 099 802
kWh privat	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266	6 271 266
x privat	475	475	475	475	475
Spot ink moms	0,4755	0,4762	0,4740	0,4719	0,4697
Påslag	0,0129	0,0129	0,0129	0,0129	0,0129
Elsertifikat	-	-	-	-	-
Fastledd privat	324	324	324	324	324
Sum næring	1 094 461	1 096 095	1 091 158	1 086 317	1 081 570
kWh næring	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262	2 799 262
x næring	50	50	50	50	50
Spot eks moms	0,3805	0,3811	0,3793	0,3776	0,3759
Fastledd næring	588	588	588	588	588

Tabell 12. Beregning av kraftkjøp før diskontering.

Anslag utvikling DER-priser

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
PV	0,0 %	-3,8 %	-7,6 %	-11,5 %	-15,3 %	-19,1 %	-22,9 %
Vind	0,0 %	-2,0 %	-4,1 %	-6,1 %	-8,2 %	-10,2 %	-12,2 %
Batteri	0,0 %	-5,6 %	-11,2 %	-16,7 %	-22,3 %	-27,9 %	-33,5 %
Nettleie	0,0 %	3,7 %	9,2 %	15,3 %	16,9 %	20,0 %	21,7 %
Kraftpris	0,0 %	4,2 %	8,3 %	12,5 %	16,7 %	20,8 %	25,0 %
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
PV	-26,7 %	-30,6 %	-34,4 %	-38,2 %	-42,0 %	-45,8 %	-45,8 %
Vind	-14,3 %	-16,3 %	-18,4 %	-20,4 %	-22,4 %	-24,5 %	-26,5 %
Batteri	-39,0 %	-44,6 %	-50,2 %	-55,8 %	-61,3 %	-66,9 %	-66,9 %
Nettleie	24,7 %	24,7 %	24,7 %	24,7 %	24,7 %	24,7 %	24,7 %
Kraftpris	29,2 %	30,4 %	31,6 %	32,9 %	34,1 %	35,4 %	36,6 %
	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
PV	-45,8 %	-45,8 %	-45,8 %	-45,8 %	-45,8 %	-45,8 %	-45,8 %
Vind	-28,5 %	-30,6 %	-32,6 %	-34,7 %	-36,7 %	-38,7 %	-40,8 %
Batteri	-66,9 %	-66,9 %	-66,9 %	-66,9 %	-66,9 %	-66,9 %	-66,9 %
Nettleie	24,7 %	24,7 %	24,7 %	24,7 %	24,7 %	24,7 %	24,7 %
Kraftpris	37,9 %	39,1 %	40,3 %	41,6 %	42,8 %	44,1 %	45,3 %
	2039	2040	2041	2042	2043		
PV	-45,8 %	-45,8 %	-45,8 %	-45,8 %	-45,8 %		
Vind	-42,8 %	-44,9 %	-44,9 %	-44,9 %	-44,9 %		
Batteri	-66,9 %	-66,9 %	-66,9 %	-66,9 %	-66,9 %		
Nettleie	24,7 %	24,7 %	24,7 %	24,7 %	24,7 %		
Kraftpris	46,5 %	47,8 %	47,8 %	47,8 %	47,8 %		

Tabell 13. Detaljert oppsetting anslag utvikling DER-priser. Verdier inkludert i framskrivningsscenarier er uthevet. Der hvor anslagene kun er gitt for enkelte år frem i tid, gjerne 2030 og 2040, er endringen i mellomtiden fordelt lineært. For de samme verdiene som er oppgitt med 2017 som basisår, er anslagene justert til 2018 som basisår.

Kostnadsgrunnlag for Sandøy Energi AS

År	Selskap	Sum abonnenter Dnett	Drift- og vedlikeholds-kostnader Dnett med gjennomsnitt pensjonskost	i kr	Enhetskost	Antall abonnenter Fedje	kost. Fedje
2016	SANDØY ENERGI AS	1061	6 631	6 631 319	6 250	525	3 281 284
2019	Inflasjonsjustering			i 2 %			3 482 125

Tabell 14. Sandøy Energi AS og driftskostnader distribusjonsnett fra NVE. <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten-for-energi-rme-marked-og-monopol/okonomisk-regulering-av-nettselskap/inntektsrammer/inntektsrammer-for-2018-varsel/>

Investeringskalkyle Fedje

År	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
t	0	1	2	3	4	5	6
Investering DER	- 60 540 000						
Driftskost. DER		- 500 000	- 510 000	- 520 200	- 530 604	- 541 216	- 552 040
D-nett driftskost.		- 3 482 125	- 3 622 803	- 3 695 259	- 3 769 164	- 3 844 547	- 3 921 438
Anskaffelse D-nett	- 11 011 558						
Spart nettleie		3 854 357	4 067 490	4 299 369	4 420 705	4 578 090	4 702 586
Redusert kraftkjøp		3 474 259	3 670 179	3 867 437	4 066 059	4 266 074	4 467 508
KS	- 71 551 558	3 346 491	3 604 866	3 951 347	4 186 996	4 458 400	4 696 615
Diskontert KS	- 71 551 558	3 160 645	3 215 594	3 328 920	3 331 553	3 350 498	3 333 507

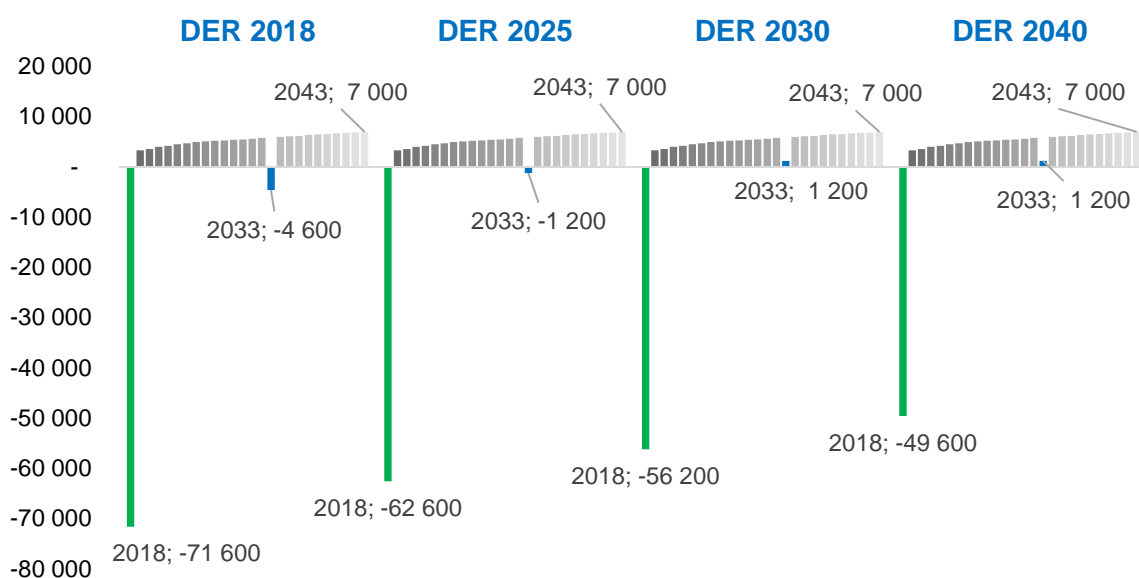
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
	7	8	9	10	11	12	13
Investering DER							
Driftskost. DER	- 563 081	- 574 343	- 585 830	- 597 546	- 609 497	- 621 687	- 634 121
D-nett driftskost.	- 3 999 867	- 4 079 864	- 4 161 462	- 4 244 691	- 4 329 585	- 4 416 176	- 4 504 500
Anskaffelse D-nett							
Spart nettleie	4 863 195	4 947 871	5 034 241	5 122 339	5 212 199	5 303 855	5 397 345
Redusert kraftkjøp	4 670 392	4 784 155	4 899 425	5 016 233	5 134 608	5 254 582	5 376 188
KS	4 970 638	5 077 819	5 186 375	5 296 335	5 407 725	5 520 574	5 634 912
Diskontert KS	3 332 074	3 214 887	3 101 263	2 991 136	2 884 439	2 781 103	2 681 057

	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
	14	15	16	17	18	19	20
Investering DER		- 10 432 000					
Driftskost. DER	- 646 803	- 659 739	- 672 934	- 686 393	- 700 121	- 714 123	- 728 406
D-nett driftskost.	- 4 594 590	- 4 686 482	- 4 780 211	- 4 875 816	- 4 973 332	- 5 072 799	- 5 174 255
Anskaffelse D-nett							
Spart nettleie	5 492 705	5 589 972	5 689 184	5 790 380	5 893 600	5 998 885	6 106 276
Redusert kraftkjøp	5 499 457	5 624 424	5 751 121	5 879 584	6 009 848	6 141 948	6 275 923
KS	5 750 769	- 4 563 826	5 987 159	6 107 755	6 229 995	6 353 912	6 479 538
Diskontert KS	2 584 228	- 1 936 958	2 399 926	2 312 303	2 227 599	2 145 737	2 066 643

	2039	2040	2041	2042	2043
	21	22	23	24	25
Investering DER					
Driftskost. DER	- 742 974	- 757 833	- 772 990	- 788 450	- 804 219
D-nett driftskost.	- 5 277 740	- 5 383 294	- 5 490 960	- 5 600 780	- 5 712 795
Anskaffelse D-nett					
Spart nettleie	6 215 814	6 327 543	6 441 507	6 557 749	6 676 317
Redusert kraftkjøp	6 411 808	6 549 643	6 651 048	6 754 482	6 859 984
KS	6 606 909	6 736 058	6 828 605	6 923 002	7 019 288
Diskontert KS	1 990 241	1 916 458	1 834 896	1 756 953	1 682 460

Tabell 15. Investeringskalkyle Fedje med oppsetting og diskontering av kontantstrømmer. Aller verdier er inflasjonsjustert med $i = 2,00\%$ tilsvarende antall perioder t . Input for nettleie og kraftpris er justert for inflasjon i figur 29 og 30/tabell 13 slik at inflasjonen kun er regnet inn en gang. Diskontert med nominelt avkastningskrav $k = 5,88\%$.

Utrekninger i investeringsanalysen



Figur 28. Oversikt over kontantstrømmene i de ulike framskrivnings-scenarioene av DER prisnivå. Hele tNOK avrundet til nærmeste 100.000. Den grønne søylen er investering i år 0. Blå søyle er kontantstrøm i år 2033 og inkluderer reinvestering i batteri.

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
DER 2018	-71 551 558	3 346 491	3 604 866	3 951 347	4 186 996	4 458 400	4 696 615
DER 2025	-62 620 892	3 346 491	3 604 866	3 951 347	4 186 996	4 458 400	4 696 615
DER 2030	-56 241 845	3 346 491	3 604 866	3 951 347	4 186 996	4 458 400	4 696 615
DER 2040	-49 634 655	3 346 491	3 604 866	3 951 347	4 186 996	4 458 400	4 696 615

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
DER 2018	4 970 638	5 077 819	5 186 375	5 296 335	5 407 725	5 520 574	5 634 912
DER 2025	4 970 638	5 077 819	5 186 375	5 296 335	5 407 725	5 520 574	5 634 912
DER 2030	4 970 638	5 077 819	5 186 375	5 296 335	5 407 725	5 520 574	5 634 912
DER 2040	4 970 638	5 077 819	5 186 375	5 296 335	5 407 725	5 520 574	5 634 912

	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
DER 2018	5 750 769	- 4 563 826	5 987 159	6 107 755	6 229 995	6 353 912	6 479 538
DER 2025	5 750 769	- 1 194 181	5 987 159	6 107 755	6 229 995	6 353 912	6 479 538
DER 2030	5 750 769	1 212 708	5 987 159	6 107 755	6 229 995	6 353 912	6 479 538
DER 2040	5 750 769	1 212 708	5 987 159	6 107 755	6 229 995	6 353 912	6 479 538

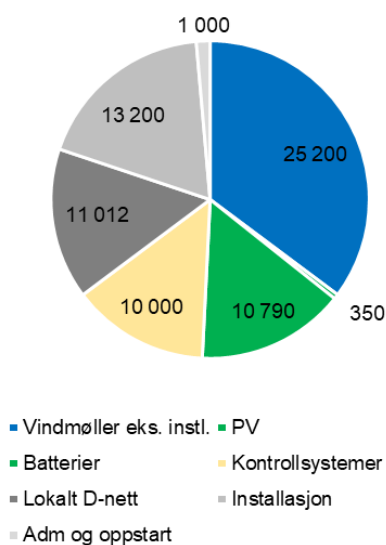
	2039	2040	2041	2042	2043
DER 2018	6 606 909	6 736 058	6 828 605	6 923 002	7 019 288
DER 2025	6 606 909	6 736 058	6 828 605	6 923 002	7 019 288
DER 2030	6 606 909	6 736 058	6 828 605	6 923 002	7 019 288
DER 2040	6 606 909	6 736 058	6 828 605	6 923 002	7 019 288

Tabell 16. Detaljert oppsetting av kontantstrøm for Fedje mikronett med ulike DER; framskrivninger.

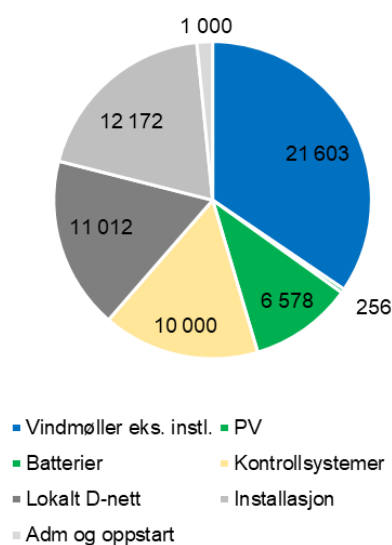
Oversikt over investering i DER og endringer ved ulike DER_t

Komponenter /arbeid 2018 priser	Installert effekt/kap.	Kost kapasitet	Kost effekt	Estimert investeringskost.
Vindturbin <small>installert</small>	3,6 MW		9 mNOK/MW	32,4 mNOK
Solpaneler	175 kW		2000 nok/kW	0,35 mNOK
Batteri	2,6 MWt	4000 kr/KWt	300 kr/kW	10,8 mNOK
Kontrollsystem				10,0 mNOK
Øvrig installasjon				6,0 mNOK
Adm. og oppstart				1,0 mNOK
SUM				60,5 mNOK

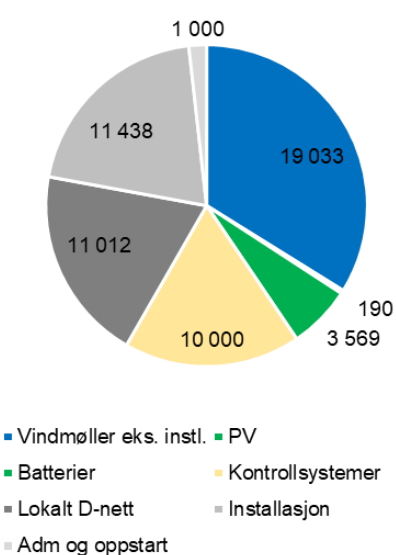
Oversikt investeringskost
DER2018 tNOK



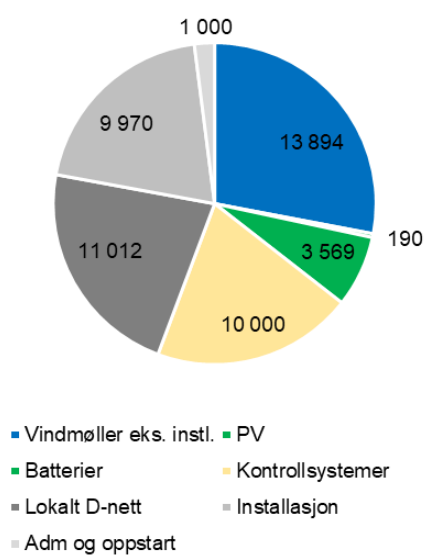
Oversikt investeringskost
DER2025 tNOK



Oversikt investeringskost
DER2030 tNOK

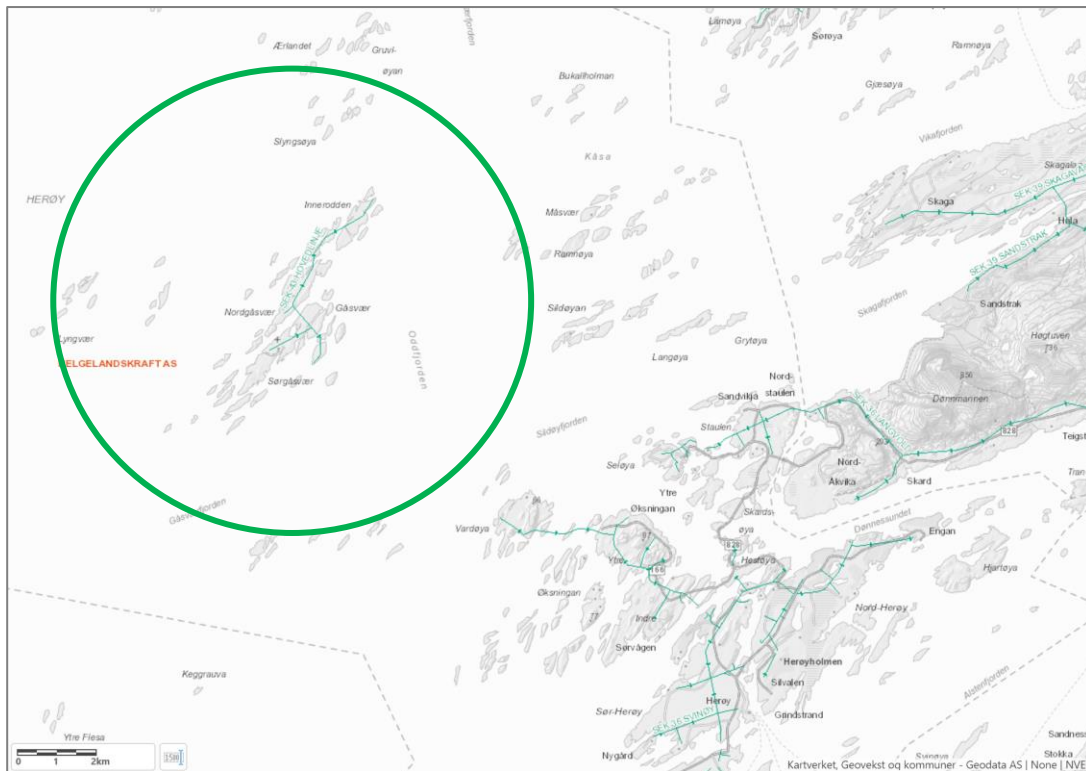


Oversikt investeringskost
DER2040 tNOK

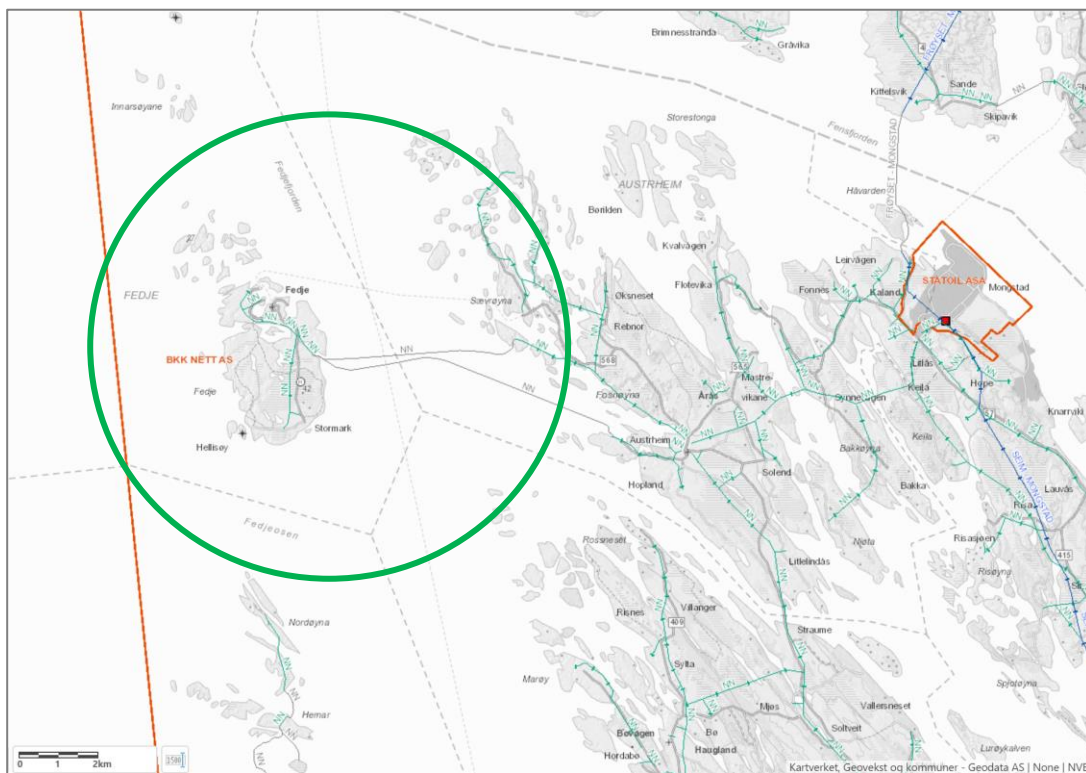


Figur 29. Oversikt over endret forhold mellom ulike komponenter i initiell investeringskost. Kun endring i DER.

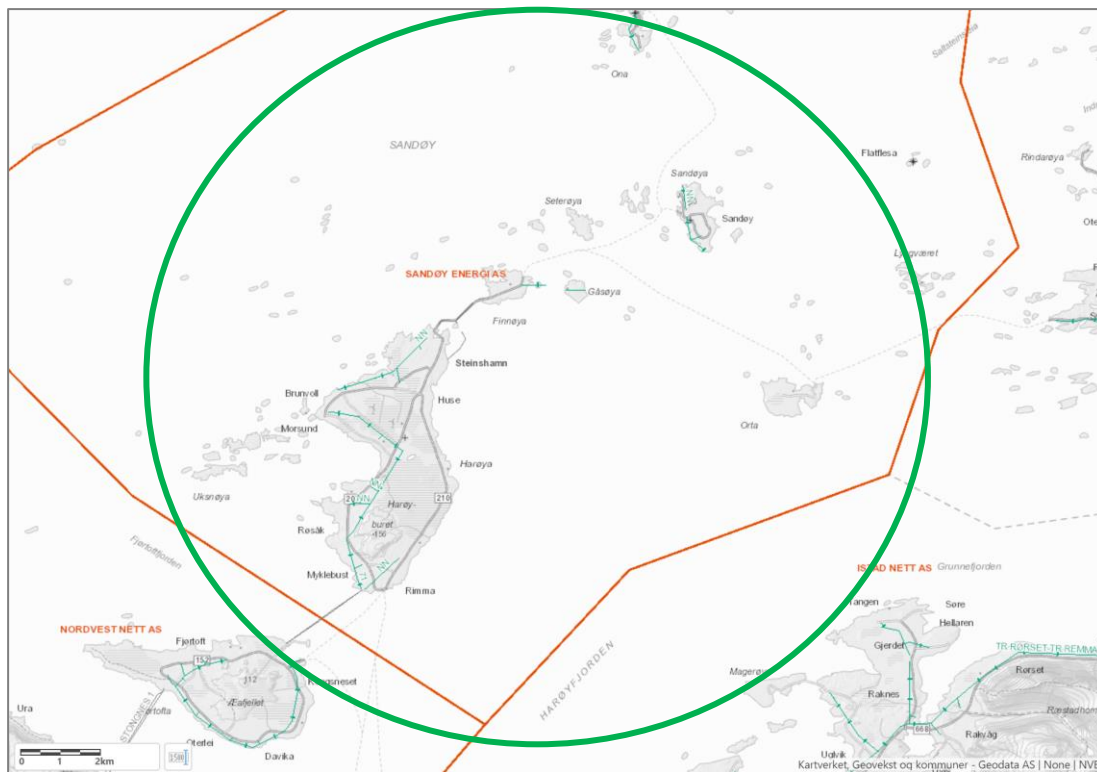
Tekniske kart fra case i kapittel 6



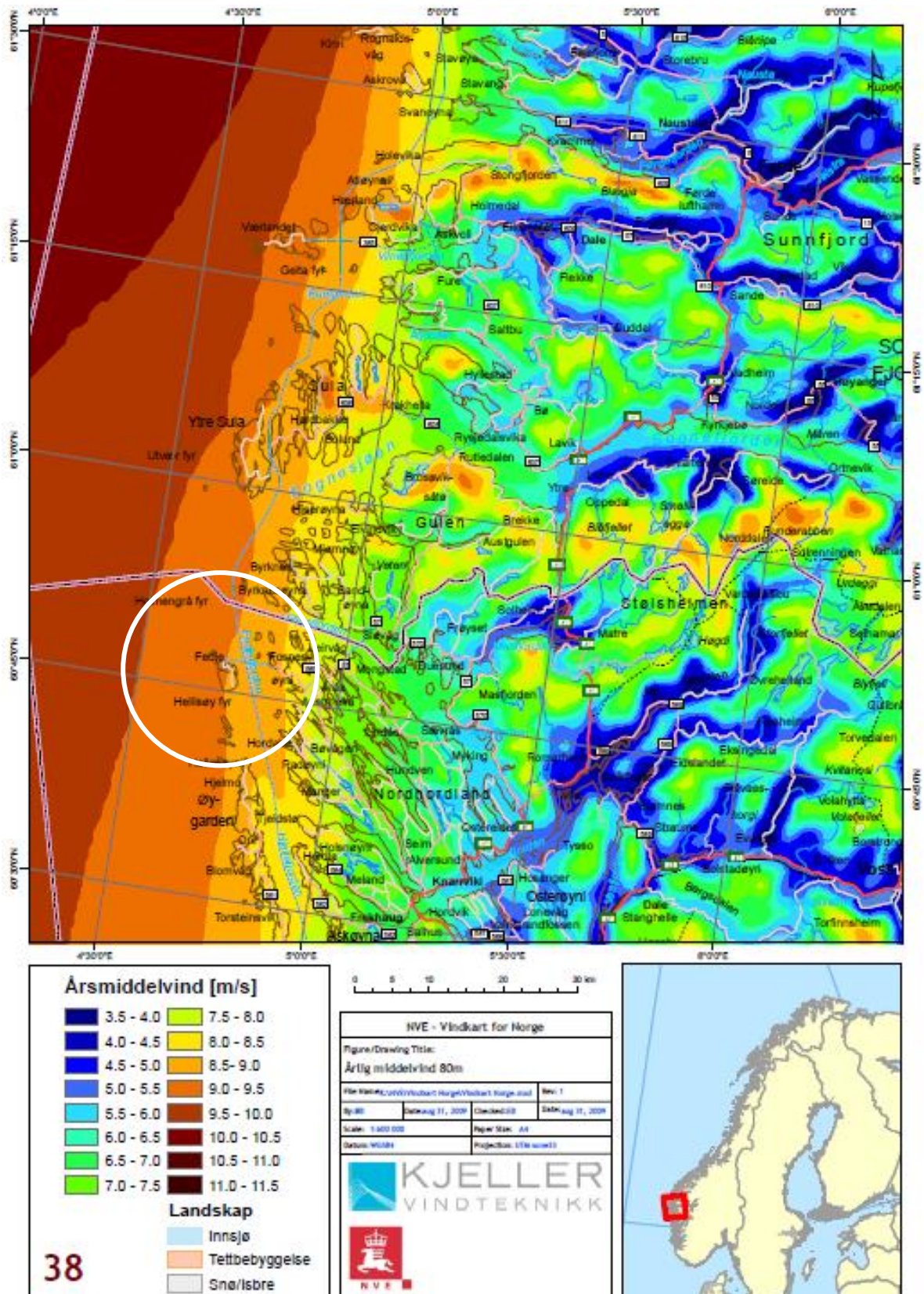
Figur 30. Gåsvær, Herøy kommune Nordland. Områdekonsesjonær Helgeland kraft. Fra NVE Atlas.



Figur 31. Fedje, Fedje kommune Hordaland, områdekonsesjonær BKK Nett. Fra NVE Atlas.



Figur 32. Sandøy, Sandøy kommune Møre og Romsdal. Områdekonsesjonær Sandøy Energi. Fra NVE Atlas.



Figur 33 . Vinndata for Fedje fra Kjeller Vindteknikk og NVE.