

Systematikk for planlegging av mikronett

Eksempel på bruk ved reelt casestudie:

Utsira Mikronett

Katrine Utvik

Master i energi og miljø

Innlevert: juni 2018

Hovedveileder: Kjell Sand, IEL

Medveileder: Anne Hilde Nilsen, Haugaland Kraft Nett AS

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Sammendrag

Ved å sammenfatte de viktigste faktorene ved et litteraturstudie og systematikk utviklet i forberedende prosjektoppgave har det blitt presentert en revidert utgave av systematikk vedrørende planlegging av mikronett. Systematikken har hovedrøtter i RENs planleggingsbok for kraftnett og IECs retningslinjer for planlegging av mikronett, og presenteres som en iterativ struktur i et flytskjema med elleve prosesser.

Masteroppgaven foreslår en modifisert utgave av systematikken ved effektiviserende tiltak for hurtig utfasing av alternativer som ikke er gunstige. For effektiv planlegging foreslås algoritmer som kan implementeres i digitale hjelpemidler i de ulike trinnene i planleggingsprosessen.

Haugaland Kraft Nett har tildelt planlegging av mikronett for Utsira kommune som case for mulighetsanalyse og eksemplifisering av systematikken i et reelt tilfelle for mikronett. Hovedformålet med prosjektet er å minimere kostnader for samfunnsøkonomisk nettforvaltning, der fokus på miljø verdsettes med mål om å bli nullutslippskommune innen år 2020.

Forutsetninger med nye effektkrevende aktører i området danner behov for ny informasjonsinnhenting. Tekniske og økonomiske analyser resulterer i anbefalinger for videre undersøkelse av følgende løsninger for energiforsyning på Utsira:

1. Tilknyttet mikronett med totalt 3 MW vindkraft installert.
2. Tradisjonell nettoppgradering.
3. Tilknyttet mikronett med totalt 5 MW vindkraft installert.

Alle alternativene inkluderer oppgradering av sjøkabel på 2,5 MW for tilgang til overliggende kraftnett med rimelig, miljøvennlig energi samt å åpne for salg av energi for inntekt og derav dekning av deler av investeringskostnadene. Løsningene for mikronett forutsetter installasjon av aggregat på 1,3 MW og lasthåndteringssystem.

Gjennomgang av systematikken belyser fire dimensjonerende aspekter ved planlegging av et mikronett:

- Riktige inngangsdata
- Spenningskvalitet
- Investeringskostnader
- Energibehov i området

Abstract

By summarizing the most important factors in a literature review and a methodology developed in the preparatory project thesis, a revised version of the methodology regarding planning of a microgrid has been presented. The methodology is rooted in the power system planning guidelines developed by REN and the technical guidelines for microgrid planning by IEC, and is presented as an iterative structure in a flow chart with eleven processes.

The master thesis proposes a modified version of the methodology introducing measures for rapid removal of non-beneficial alternatives. For efficient planning, algorithms that can be implemented in digital aids are proposed in the various stages of the planning process.

Haugaland Kraft Nett has assigned microgrid planning for the municipality of Utsira as a case of possibility analysis and exemplification of the methodology in a real case for microgrids. The main purpose of the project is to minimize costs for socio-economic network management, focusing on the environment with the goal of becoming a zero-emission municipality by 2020.

Presumptions with new power-intensive customers in the area necessitate new information retrieval. Technical and economic analyzes result in recommendations for further investigation of the following solutions for power supply at Utsira:

1. Grid-connected microgrid, 3 MW wind power production installed.
2. Traditional upgrade of power grid.
3. Grid-connected microgrid, 5 MW wind power production installed.

All options include upgrading of 2.5 MW submarine cable for access to the main power grid with affordable, eco-friendly energy. As well, opening up for energy sales will result in income which can cover parts of the investment costs. The solutions of microgrid require installation of 1.3 MW and demand management system.

Review of the microgrid illustrates four dimensioning aspects when planning a microgrid:

- Input data of good quality
- Power quality
- Investment cost
- Energy demand in area

Forord

Denne masteroppgaven ble utført våren 2018 ved Institutt for Elkraftteknikk, IE. Oppgaven teller 30 studiepoeng, og konkluderer studieløpet for en mastergrad i Energi og Miljø ved Norges Tekniske-Naturvitenskapelige Universitet, NTNU.

Oppgaven er foreslått av Haugaland Kraft Nett, som har vært behjelpelige med nødvendig informasjon og opplæring i nettplanleggingsverktøyet NETBAS. I denne sammenhengen ønsker jeg å rette en takk til min veileder fra Haugaland Kraft Nett, Anne Hilde Nilsen, for tiden dedikert sommeren 2017 og verdifulle innspill til oppgaven. I tillegg ønsker jeg å takke Odd Håland Øksnevad som har vært tilgjengelig og vist interesse for mitt arbeid.

Faglige diskusjoner og støtte fra Mari Andrea Pedersen og Alexander Mykland har vært til god hjelp under en kompleks prosess som gav utspring i denne oppgaven.

Avslutningsvis ønsker jeg å rette en stor takk til min hovedveileder Kjell Sand, som har hatt tro på meg og motivert meg gjennom mitt siste år på NTNU.

Katrine Utvik

Trondheim, Juni 2018

Katrine Utvik

Innhold

Innhold	vii
Figurer	xi
Tabeller	xiii
1 Introduksjon til mikronett	3
1.1 Samfunnsøkonomisk energiforsyning	3
1.2 Mikronett på Utsira	4
1.3 Problemstilling	5
1.4 Litteratur og programvare	5
1.5 Avgrensinger i oppgaven	6
1.6 Bidrag i oppgaven	6
1.7 Oppgavestruktur	6
2 Mikronett og smart planlegging	7
2.1 Definisjon av mikronett	7
2.2 Elementer i et mikronett	8
2.2.1 Laster	9
2.2.2 Energiproduksjon	9
2.2.3 Energilagring	9
2.2.4 Felles tilkoblingspunkt	10
2.2.5 Kontroll og kommunikasjon	10
2.3 Fordeler ved mikronett	10
2.4 utfordringer ved mikronett	11
3 Verktøy og hjelpemidler for planlegging	13
3.1 MATLAB - Estimering av energibalanse	13
3.2 DYNKO - Optimalt investeringsalternativ	14
3.3 NETBAS - Teknisk lastflytanalyse	15
4 Revidert systematikk	17
4.1 Etablering av forutsetninger	19
4.1.1 Målsetning og kriterier	19
4.1.2 Analyseperiode	19
4.1.3 Systemgrenser og eksisterende nett	20
4.1.4 Eksisterende planer for området	20
4.1.5 Kartlegge energipotensial	20
4.1.6 Klassifisering av mikronett	21
4.2 Analyse av last og produksjon	21
4.2.1 Fastlegge eksisterende last og produksjon	21
4.2.2 Utarbeide last og produksjonsprognoser	23

4.2.3	Klassifisering av laster	25
4.2.4	Kvalitetssikring av data	27
4.3	Fastlegge produksjonsalternativ	27
4.3.1	Nullalternativ	27
4.3.2	Alternativer for produksjon	28
4.4	Analyse av langsiktig kraftbalanse	28
4.4.1	Utarbeide produksjonsprognose	28
4.4.2	Evaluerer årlig energi- og effektbalanse	29
4.5	Analyse av kortsiktig kraftbalanse	29
4.5.1	Evaluerer timelig energi- og effektbalanse	30
4.5.2	Kartlegge behov for regulerbar energi og lagring	31
4.6	Økonomisk analyse av energikostnader	32
4.6.1	Fastlegge energikostnader	32
4.6.2	Økonomisk rangering	35
4.7	Fastlegge struktur for mikronett	36
4.7.1	Nullalternativ	36
4.7.2	Alternativer for mikronett	36
4.8	Teknisk analyse av alternativ	38
4.8.1	Lastflytanalyser	39
4.8.2	Kortslutningsanalyser	41
4.8.3	Pålitelighetsanalyser	41
4.8.4	Risikoanalyser	42
4.9	Økonomisk analyse av nettoppgradering	42
4.9.1	Etablering av kostnader ved nettoppgradering	42
4.9.2	Etablering av taps- og avbruddskostnader	42
4.10	Økonomisk analyse og optimalisering	43
4.10.1	Beregning av tiltakspunkt	44
4.10.2	Rangering av planer	44
4.10.3	Vurdering av usikkerhet	45
4.11	Samlet vurdering	45
4.11.1	Forslag til valg av plan	45
4.11.2	Sluttdokumentasjon	45
5	Eksemplifisering av systematikk	47
5.1	Etablering av forutsetninger	48
5.1.1	Målsetning og kriterier	48
5.1.2	Analyseperiode	48
5.1.3	Systemgrenser og eksisterende nett	48
5.1.4	Eksisterende planer for området	49
5.1.5	Kartlegge energipotensial	50
5.1.6	Klassifisering av mikronett	51
5.2	Analyse av last og produksjon	51
5.2.1	Fastlegge eksisterende last og produksjon	51
5.2.2	Utarbeide last- og produksjonsprognoser	53
5.2.3	Klassifisering av laster	55
5.2.4	Kvalitetssikring av data	56
5.3	Fastlegge produksjonsalternativ	56
5.3.1	Nullalternativ	56
5.3.2	Alternativer for produksjon	57
5.4	Analyse av langsiktig kraftbalanse	58
5.4.1	Utarbeide produksjonsprognose	58

5.4.2	Evaluerer årlig energi- og effektbalanse	58
5.5	Analyse av kortsiktig kraftbalanse	59
5.5.1	Evaluerer timelig energi- og effektbalanse	59
5.5.2	Kartlegge behov for regulerbar energi og lagring	59
5.6	Økonomisk analyse av energikostnader	61
5.6.1	Fastlegge energikostnader	61
5.6.2	Økonomisk rangering	62
5.7	Fastlegge struktur for mikronett	64
5.7.1	Nullalternativ	64
5.7.2	Alternativer for mikronett	64
5.8	Teknisk analyse av alternativ	65
5.8.1	Lastflytanalyser	65
5.8.2	Kortslutningsanalyser	67
5.8.3	Pålitelighetsanalyser	68
5.8.4	Risikoanalyser	69
5.9	Økonomisk analyse av nettoppgradering	69
5.9.1	Etablering av kostnader ved nettoppgradering	69
5.9.2	Etablering av taps- og avbruddskostnader	70
5.10	Økonomisk analyse og optimalisering	70
5.10.1	Beregning av tiltakspunkt	70
5.10.2	Rangering av planer	71
5.10.3	Vurdering av usikkerhet	72
5.11	Samlet vurdering	75
5.11.1	Forslag til valg av plan	75
5.11.2	Sluttdokumentasjon	76
6	Evaluerer av resultater	77
6.1	Planlegging av mikronett på Utsira	77
6.2	Dimensjonerende aspekter	78
6.3	Evaluerer av systematikk	79
6.4	Potensielle feilkilder	81
7	Konklusjon og videre arbeid	83
7.1	Konklusjon	83
7.2	Forslag til videre arbeid	84
	Bibliografi	I
	Vedlegg	VI
A	Flytskjema: Forbruksprofiler	VII
B	Kostnader	IX
C	Rammevilkår for mikronett	XIII
D	Stokastisk prognosering	XV
E	Total belastning Utsira	XVII
F	Ukeprofiler Belastning Utsira	XIX
G	Energifordeling mikronett	XXI

Figurer

1.1	Enlinjerepresentasjon av Hydrogensamfunnet Utsira år 2003-2010 [1].	4
2.1	Elementer i et mikronett [2]	8
4.1	Forslag til systematikk ved planlegging av mikronett [3].	18
4.2	Seks sannsynlighetsfordelingsfunksjoner tilpasset reell avvikfordeling.	24
4.3	Produksjonsdata for vindmølle på 1,2 MW.	24
4.4	Karakterisering av fleksibelt forbruk	26
4.5	Formålsdelt forbruk for husholdning [4].	26
4.6	Flytskjema for <i>fit-and-forget</i> -plassering av DER-enheter.	37
4.7	Optimal plan for investering [5]	45
5.1	Stilisert enlinjeskjema av isolert Utsira Mikronett	49
5.2	Totalt forbruk på Utsira 2012-2014.	52
5.3	Karakteristiske profiler for laster på Utsira.	53
5.4	Vindkraftproduksjon Utsira 2012-2017.	53
5.5	Lastutvikling år 2019-2049.	55
5.6	Grafisk evaluering av årlig energibalanse ved produksjonsalternativer.	58
5.7	Fordeling energiforsyning uten batteri, isolert.	60
5.8	Fordeling energiforsyning uten batteri, semi-isolert.	60
5.9	Fordeling energiforsyning uten batteri, tilknyttet.	61
5.10	Mulige posisjoner for komponentene i mikronettet.	64
5.11	Netbasmodell med hele høyspent- og lavspennettet på Utsira.	67
5.12	Stilisert forsyning til Utsira via sjøkabel.	68
A.1	Flytskjema: Estimering av forbruksprofiler [6].	VII
B.1	Kostnad solkraft [7].	IX
B.2	Kostnad landbasert vindkraft	IX
B.3	Kostnad vannkraft [7].	IX
B.4	Kostnad dieselekraftverk [7].	X
B.5	Kostnad brenselcelle [7].	X
B.6	Kostnad biobrensel [7].	XI
B.7	Kostnad diverse lagringsenheter [8].	XI
D.1	Forbruksmønster Utsira Laks	XV
D.2	Uke og årlig variasjon Utsira Laks.	XV
D.3	Avvik og gjennomsnittlig daglig forbruk Utsira Laks	XV
E.1	Stokastisk årlig prognose for laster på Utsira.	XVII
F.1	Ukeprofil sluttbrukergrupper 19 og 26	XIX
F.2	Ukeprofil sluttbrukergrupper 29 og 35/36	XIX

G.1	Fordeling energiforsyning 10 MWh batteri, isolert.	XXI
G.2	Fordeling energiforsyning 20 MWh batteri, isolert.	XXI
G.3	Fordeling energiforsyning 10 MWh batteri, semi-isolert.	XXII
G.4	Fordeling energiforsyning 20 MWh batteri, semi-isolert.	XXII
G.5	Fordeling energiforsyning 10 MWh batteri, tilknyttet.	XXII
G.6	Fordeling energiforsyning 20 MWh batteri, tilknyttet.	XXIII
H.1	Mikronett 18, struktur PCC.	XXV
H.2	Mikronett 20, struktur PCC.	XXV
H.3	Mikronett 37, struktur PCC.	XXVI
H.4	Mikronett 18, struktur ytterst.	XXVI
H.5	Mikronett 20, struktur ytterst.	XXVI
H.6	Mikronett 37, struktur ytterst.	XXVII

Tabeller

4.1	Faktorer som kan undersøkes i NETBAS [9, 10].	39
4.2	Typiske lasttilfeller simulert i lastflytanalyser [11].	39
4.3	Lasttilfeller simulert i lastflytanalyser for mikronett med lagringssystem.	40
5.1	Belastningsgrader i transformatorer under tunglast.	49
5.2	Produksjonspotensial på Utsira	50
5.3	Tilgjengelig data for eksisterende sluttbrukere.	51
5.4	Forbruk i ulike byggetrinn av settefiskanlegget.	54
5.5	Årlig belastning for ulike tidspunkt i lastutviklingen.	55
5.6	Antatt forbrukerfleksibilitet på Utsira.	56
5.7	Kombinasjon av produksjonsenheter.	57
5.8	Energikostnader i kr/MWh.	61
5.9	Økonomi ved investering og energikjøp i nullalternativet.	62
5.10	Rangering av alternativer for isolert mikronett.	62
5.11	Rangering av alternativer for semi-isolert mikronett.	63
5.12	Rangering av alternativer for nettilknyttet mikronett.	63
5.13	Rangering av nye alternativer, hovedsaklig vindkraft.	63
5.14	Resultat av lastflytanalyse i Netbas.	65
5.15	Resultat lastflytanalyse for høysp. fordelingsnett med nettoppgrad.	66
5.16	Resultat lastflytanalyse for lavspentnett med nettoppgrad.	67
5.17	Parametre for avbruddskostnadsanalyse.	68
5.18	Kostnader nettoppgradering [5].	69
5.19	Effekttapskostnader fra REN planbok [5].	70
5.20	Endring i avbruddskostnader fra simulering i NETBAS.	70
5.21	Etablerte kostnader for nullalternativ [mill.kr].	70
5.22	Etablerte kostnader for videreførte alternativ, semi-isolert [mill.kr].	71
5.23	Etablerte kostnader for videreførte alternativ, nettilknyttet [mill.kr].	71
5.24	Rangering av løsninger for strømforsyning på Utsira [mill.kr].	71
5.25	Prisscenario for batteri.	72
5.26	Anbefaling av alternativ ved endring av batterikostnad.	73
5.27	Prisscenario for energisalg.	73
5.28	Total energikostnad for beste alternativ ved endring i energipris.	73
5.29	Energikostnad for de tre best rangerte alternativene.	74
5.30	Anbefalte løsninger med bedriftsøkonomiske energikostnader.	74
5.31	Anbefalte løsninger for samf.øk. energiforsyning på Utsira [mill.kr].	76
C.1	Lover av interesse for planlegging av mikronett [12]	XIII

Terminologi

AMS Avanserte Måle- og Styringsystemer

DER Distribuerte energikilder (Distributed Energy Resources)

DG Distribuert produksjon (Distributed Generation)

DSM Etterspørseladministrasjon (Demand-Side Management)

ESS Energilagringssystem (Energy Storage System)

FoL Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet

FoU Forskning og Utviklingsarbeid

IEC International Electrotechnical Commission

KILE Kostnad for ikke-levert energi

KSU Kraftsystemutredning

MEMS Mikronett energiadministrasjon (Microgrid Energy Management System)

MGCC Sentralkontroller i mikronettet (Microgrid Central Controller)

NVE Norges Vassdrags- og Energidirektorat

NNV Netto Nåverdi

PCC Felles koblingspunkt (Point of Common Coupling)

POC Tilkoblingspunkt til overordnede nett (Point of Connection)

PV Solcelleteknologi (PhotoVoltaic)

REN Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet

Kapittel 1

Introduksjon til mikronett

Dette kapittelet presenterer situasjonen for mikronett nasjonalt og introduserer Utsira som et mulig område for utbygging av mikronett. Videre presenteres problemstillingen for oppgaven og hvilken litteratur, metoder og verktøy som er blitt benyttet. Sluttvis forklares avgrensinger og struktur for oppgaven.

1.1 Samfunnsøkonomisk energiforsyning

IEA (International Energy Agency) introduserer paradigmeskifte i den elektriske energisektoren med økt integrasjon av distribuert energiproduksjon, digitalisering og elektrifisering av transportsektoren [13]. Trendene i kraftsystemet kan medføre utfordringer, men situasjonen kan forbedres ved installering av for eksempel mikronett og tilhørende lasthåndteringssystem [10, 14].

Cigré presenterer tre hovedmål ved installering av mikronett, der det første er at det lokale kraftnettet kan tilby bedre spenningskvalitet og pålitelighet. Det kan også bidra til mer effektiv utnytting av lokale fornybare energiressurser, og redusere variasjoner i sentralnettet som oppstår ved variabel fornybar energiproduksjon [15].

Nettselskap er driftet som monopol for maksimal utnytting av stordriftsfordeler, men som en forutsetning for nettförvaltning skal nettselskaper i Norge ifølge Energiloven opptre samfunnsøkonomisk rasjonelt [16]. Dette gir insentiv for nettselskaper om å investere i de mest økonomiske løsningene for energiforsyning av nettkunder.

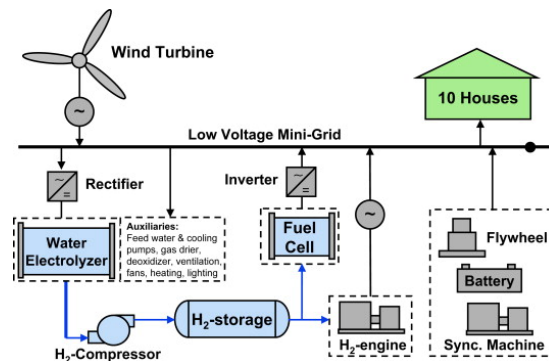
Elektrifisering av avsidesliggende områder kan i et samfunnsøkonomisk perspektiv ansees ugunstig ved investering i lange kostbare kabler. Ved rimelighetsvurderinger fra NVE kan det i spesielle tilfeller fattes vedtak om dispensasjon fra leveringsplikt [17]. I lys av mange avsidesliggende hyttefelt og Norges lange kystlinje med omlag 50 000 øyer kan installering av mikronett være aktuelt for et mindre kapitalintensivt og samfunnsøkonomisk alternativ til tradisjonell investering i kraftnett, eksempelvis i et øysamfunn [13, 18].

I rapport fra MI Smart grids rettes fokus på innovasjon i distribusjonsnettet i Norge der det utfordres til forskning innen intelligens, fleksibilitet og variabel fornybar energiproduksjon for kostnadseffektive nett i fremtiden [18]. Mikronett tar i bruk alle elementene som anbefales på veien mot et kostnadseffektivt distribusjonsnett, og er dermed et svært interessant tema å undersøke ved et mulighetsstudie i Norges minst befolkede kommune, øysamfunnet Utsira.

1.2 Mikronett på Utsira

Utsira er ei øy på 6,32 km², og er Norges minst befolkede kommune med 211 innbyggere per 1.januar 2018 [19]. Øya driftes i dag med to vindmøller på tilsammen 1,2 MW og forsynes med energi fra land via en 18 km lang sjøkabel. Etersom at sjøkabelen innen 15 år må erstattes eller fjernes, er nettet på Utsira et tilfelle der mikronett kan være aktuelt.

Utsira kommune vedtok i energi og klimaplan fra 2015 en visjon om å være en nullutslippskommune innen 2020, der et av hovedmålene er å være et utstillingsvindu for alternativ energiproduksjon [20]. I et prosjekt drevet av Statoil og Enercon på Utsira fra år 2003, ofte omtalt *Hydrogensamfunnet Utsira*, tillot et system som inneholdt installasjoner for vindkraft, batteri, svinghjul, hydrogenspalter og -brenselcelle drift av autonomt elektrisk kraftnett for 10 husstander i opp til tre døgn [1]. Prosjektet, som illustreres i figur 1.1, ble nedlagt i 2010 på grunn av tekniske utfordringer og krav om kostnadsreduksjoner for videre drift.



Figur 1.1: Enlinjerepresentasjon av Hydrogensamfunnet Utsira år 2003-2010 [1].

Øysamfunnet på Utsira karakteriseres av effektbehov på omlag 1 MW med ypperlige forhold for vindkraftproduksjon. Store investeringer i kostbar erstatning av eventuell sjøkabel gjør at mikronett på Utsira kan være et mer samfunnsøkonomisk alternativ til tradisjonell nettoppgradering. Mulige nyetableringer av effektkrevende aktør Utsira Laks samt installering av elektrisk ferje fremskynder problemstillingen der en teknisk-økonomisk analyse bør finne sted.

1.3 Problemstilling

Masteroppgaven tar utgangspunkt i systematikk for planlegging av mikronett utviklet i prosjektoppgave skrevet høsten 2017 [3]. Formålet med oppgaven er å videreutvikle systematikken for å dra nytte av digitaliseringen på en effektiv måte. I lys av planleggingsmetodikken har denne oppgaven som formål å besvare følgende problemstillinger:

- Hvilke aspekter er dimensjonerende ved planlegging av et mikronett?
- Hvilke hjelpemidler kan være nyttige ved planlegging av et mikronett?
- Hvordan kan optimale beslutninger tas i et mikronett?
- Hvordan kan bruk av lagringssystem muliggjøre installasjon av mikronett?
- Hvordan kan topologi og utnytting av fleksibilitet påvirke et mikronett?
- Hvordan kan mikronett være et samfunnsøkonomisk alternativ til tradisjonell oppgradering av kraftnett?

Den modifiserte metodikken skal eksemplifiseres ved å implementeres i planleggingen av et reelt mikronett på Utsira. Formålet med oppgaven er å komme med anbefaling av alternativer for mikronett på Utsira, og dermed kunne presentere en revidert utgave av systematikk for planlegging av mikronett som et effektivt verktøy i nettforvaltningen.

1.4 Litteratur og programvare

Arbeidet benytter en probabilistisk modell for stokastisk lastprognosering presentert i Erling Tønnes doktorgradavhandling i sikte mot en mer aktiv nettplanlegging [6]. Ytterligere baseres den selvutviklede systematikken på følgende tre velutbyggede kilder:

1. **RENs planleggingsbok for kraftnett:** Planboka gir en god innføring til nettplanlegging der dokumentet *Systematikk for integrasjon av distribuert produksjon i distribusjonsnett* presenterer viktige aspekter ved integrasjon av distribuert energiproduksjon. Ved planlegging av mikronett kan mange av de samme problemstillingene og konseptene oppstå, og modifisert struktur kan derav benyttes [5].
2. **IECs tekniske spesifikasjoner for mikronett:** Tre rapporter som sammen utgjør en solid innføring i tekniske kriterier for mikronett. Første rapport legger systematisk frem studier som kreves ved planlegging av mikronett, der de andre dekker drift, kontroll og systemkriterier for vern i mikronett [21, 22, 23].
3. **Optimeringsverktøyet DYNKO:** Kostnadsminimaliseringsprogrammet som er utviklet for utbyggingsplanlegging av nett kan også benyttes for kostnadsminimaliserende beslutninger i planleggingen av mikronett. Optimeringsverktøyet utviklet av Sintef Energi benytter dynamisk programmering [24].

For teknisk-økonomiske analyser benyttes også programvarene MATLAB og NETBAS.

1.5 Avgrensinger i oppgaven

Denne masteroppgaven har blitt utformet i løpet av en begrenset tidsperiode på fem måneder. Enorme mengder tilgjengelig data samt lover og kriterier som skal overholdes gjør nettplanlegging til en kompleks sammensatt prosess. Planlegging av mikronett krever et godt overblikk og selektivitet over hvilke og når prosesser skal gjennomføres. Eksempelet har dermed undergått forenklinger, der kun to energikilder undersøkes samt at kun et begrenset antall alternativer undersøkes i dybden. Emnet inneholder mange interessante problemstillinger, men begrenses til å fokusere på flyt i planlegging og dimensjonerende aspekter for å muliggjøre effektiv planlegging av mikronett for anbefaling av samfunnsøkonomiske investeringer.

1. Denne oppgaven inneholder et mulighetsstudie for mikronett på Utsira. Hvis mikronett skal implementeres, forutsettes videre detaljert planlegging og grundige dynamiske analyser.
2. Den økonomiske analysen er basert på kostnadsanslag, og er ment å være en veiledning til planlegging av et mikronett. Etersom at planlegging av et mikronett er en kompleks og sammensatt prosess gjøres forenklinger, som dermed kan gi unøyaktige svar, men bidra til et helhetlig overblikk.
3. Strategier for batteridrift var ikke innenfor denne oppgavens omfang, og kun to enkle strategier har blitt undersøkt i eksempelet.

Metodikk og beregningsverktøy er tilpasset Haugaland Kraft med utgangspunkt i programvarelisenser og tilgjengelig datagrunnlag.

1.6 Bidrag i oppgaven

Arbeidet legger frem forslag til systematikk vedrørende planlegging av mikronett samt eksemplifiserer ved bruk av systematikken i et reelt case. Rapporten bidrar dermed til følgende:

- Strukturering av planleggingsprosessen ved mikronett i Norge.
- Implementering av digitale hjelpemidler for effektiv planlegging av mikronett.
- Bidrag til beslutningsgrunnlag for løsning til mikronett på Utsira.

1.7 Oppgavestruktur

Resten av rapporten er strukturert i følgende kapitler:

- Kapittel 2: Introduksjon til mikronett og smart nettplanlegging.
- Kapittel 3: Presentasjon av verktøy benyttet i oppgaven.
- Kapittel 4: Presentasjon av systematikk ved planlegging av mikronett.
- Kapittel 5: Eksempel på bruk av systematikk ved Utsira Mikronett.
- Kapittel 6: Diskusjon av resultat og forslag til ytterligere revideringer.
- Kapittel 7: Konkluderer oppgaven og legger frem forslag til videre arbeid.

Kapittel 2

Mikronett og smart planlegging

Dette kapitlet introduserer mikronett som et alternativ til tradisjonelt kraftnett. Presenterer definisjoner for ulike typer mikronett samt komponenter i et mikronett og koblingen mellom dem. Motivasjoner og utfordringer ved installasjon av mikronett blir presentert i et planleggingsperspektiv. Det bemerkes at store deler av kapitlet er basert på litteratursøk i innledende prosjektoppgave [3]. Første punkt i problemstillingen utfordres således:

- Hvilke aspekter er dimensjonerende ved planlegging av et mikronett?

2.1 Definisjon av mikronett

Inntil nylig har det ikke eksistert en offisiell definisjon for mikronett, og definisjon etablert av US Department of Energy har vært anerkjent som uoffisiell definisjon [25]. I desember 2017 publiserte IEC imidlertid offisiell internasjonal definisjon for mikronett i et elektrisk kraftsystem, som fra deres terminologidatabase siteres [26]:

Microgrid is a group of interconnected loads and distributed energy resources with defined electrical boundaries forming a local electric power system at distribution voltage levels, that acts as a single controllable entity and is able to operate in either grid-connected or island mode.

Mikronett karakteriseres dermed som et distribusjonsnett der sammenkoblede laster forsynes av distribuert energiproduksjon ved intelligent overvåking og styring av elementer innenfor systemgrensene. Definisjonen spesifiserer ikke pålitelighet, miljøaspekt eller økonomi, men ettersom formål ved å bygge et mikronett ofte grunnes og begrenses av disse faktorene, vil det være naturlig å evaluere et mikronett ved disse aspektene.

Et mikronett vil typisk være et kraftnett av mindre skala som kan driftes selvstendig, hele tiden eller for en gitt tidsperiode. I følge IEC kan mikronett deles opp og klassifiseres som isolerte og nettilknyttede systemer slik [2]:

Isolert mikronett er et lokalt kraftsystem fysisk uavhengig av overliggende nett. Det har ingen elektrisk tilkobling til et større elektrisk kraftsystem og opererer bare i øydrift. Det er avhengig av høy integrasjon av distribuerte produksjons- og lagringsenheter for å kunne operere som et autonomt kraftsystem med høy leveringskvalitet. Typisk bruksområde for denne type mikronett er for øyer eller i grigrente strøk.

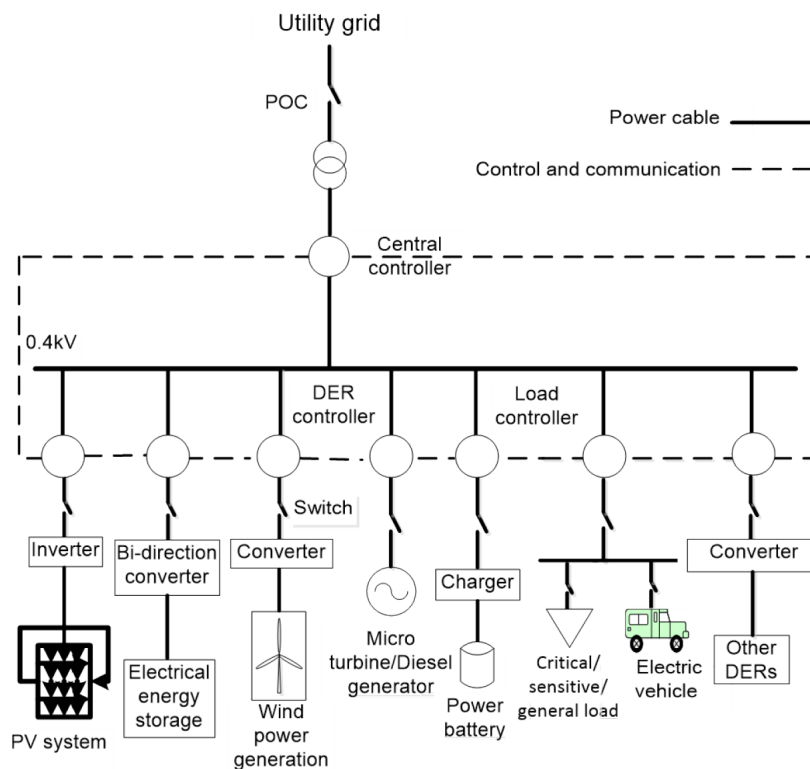
nettilknyttet mikronett kan driftes som en kontrollerbar enhet for det elektriske kraftsystemet, og kan operere tilkoblet distribusjonsnett og isolert i øymodus. Koblingspunkt mellom mikronett og overliggende nett kalles for Point of Connection (POC) [26]. Mikronettet må være dimensjonert for å kunne dekke prioritert topplast i en gitt periode i situasjoner der det frakobles nett.

IEC definerer i tillegg to aktører i et mikronett [26]. Oversatt fra engelsk defineres *mikronettoperatør* som aktøren som er ansvarlig for sikker og pålitelig drift av et mikronett, og en *mikronettbruker* som en aktør som leverer elektrisk energi eller blir forsynt med elektrisk energi gjennom et mikronett.

2.2 Elementer i et mikronett

Et mikronett inkluderer elektriske komponenter avgrenset av klare elektriske systemgrenser som sammen danner et fungerende strømnett [26]. Komponenter i et tilknyttet mikronett illustreres i figur 2.1. Ved å åpne bryter i POC vil mikronettet driftes i øymodus, som et isolert mikronett. Hovedelementer som inkluderes i et mikronett presenteres for en kort introduksjon:

- Laster
- Energiproduksjon
- Energilagring
- Felles tilkoblingspunkt
- Kontroll og kommunikasjon



Figur 2.1: Elementer i et mikronett [2]

2.2.1 Laster

Formålet med et mikronett er å forsyne laster hos nettkunder i det aktuelle området med energi. Som illustrert i figuren kan en last kategoriseres som prioritert eller fleksibel, der prioritert last bør forsynes til enhver tid og fleksible laster kontraktmessig kan flyttes eller kuttes [26, 27]. Andel fleksibilitet varierer individuelt i de ulike sluttbrukergruppene, der elektriske kjøretøy også representerer en kilde til fleksibilitet [28, 29].

En nettkunde kan defineres passiv eller aktiv, der en aktiv kunde er en kunde som produserer og leverer energi til nettet. Definisjon fra NVE for *plusskunde* begrenser innmating av effekt til nettet til 100 kW [30].

2.2.2 Energiproduksjon

For forsyning av laster i et mikronett forutsettes distribuert energiproduksjon, på engelsk forkortet DG (Distributed Generation). Et mikronett er avhengig av distribuerte energikilder for forsyning av energietterspørsel ved øydrift. Installasjon av distribuert produksjon lokalt kan i tillegg redusere tap i et distribusjonsnett ved at overføringsdistanser reduseres [31].

Økt grad fornybar energiproduksjon kan gi spenningsutfordringer ved at fornybare energikilder avhenger av værtilstand på det aktuelle tidspunkt for å produsere effekt. Eksempelvis vil solcellepaneler produsere når solen er fremme, som gir døgnlige og sesongbaserte variasjonsprofiler med effekttopp midt på dagen på sommeren [32]. Vinden blåser sterkest om vinteren og varierer med lav- og høytrykk som resulterer i døgnlige og sesongbaserte variasjoner med topp på vinteren, ofte på kvelden [33]. Således kan det være en utfordring både for kvalitet i nettet og effektbalansen at energien ikke alltid produseres det tidspunktet den etterspørs.

2.2.3 Energilagring

Hovedformålet ved å installere lagringsenhet i et mikronett er å kunne lagre overskudd av fornybar energiproduksjon for å forsyne energietterspørsel i tider der de varierende fornybare energikildene ikke produserer tilstrekkelig energi [34]. I tillegg til å bidra til timelig energibalanse kan lagringssystemet bidra til å øke forsyningsikkerheten, dempe spenningsvariasjoner, redusere topplast og spenningsstopper samt å minimere totale kostnader, der energikostnad inkluderes [34, 35].

Teknologi for lagringssystem velges avhengig av behov i mikronettet. I følge Cigré regnes elektrokjemiske batterier, svinghjul (flywheel), superkondensatorer og hydrogenlagre som best passende lagringsteknologier for mikronett [15]. Batterier og hydrogenlagring har lang høy energikapasitet og kan benyttes for langvarig støtte mens svinghjul og superkondensatorer med kortvarig høy effektkapasitet benyttes for effektstøtte [36].

Kostnaden for lithium-ion batteri har i de siste årene falt og prognoseres å falle ytterligere [8, 29]. Det er derimot ikke gitt at en prisreduksjon i batteri tilgjengeliggjør samfunnsøkonomisk investering for bruk i mikronett, og ytterligere reduksjon forutsettes for at det skal være gunstig å implementeres i et mikronett [37].

2.2.4 Felles tilkoblingspunkt

Sluttbrukere, produksjonsenheter og lagringssystemer integreres i mikronettet til et felles tilkoblingspunkt PCC (Point of Common Connection). Dette kan være samme punkt som eventuelt tilknyttingspunkt til overliggende nett, forkortet POC (Point Of Connection), som kun eksisterer i nettilknyttede mikronett [26].

Elementer tilkobles mikronettet med smarte brytere, og i eventuelt tilknytningspunkt til overliggende nett må det være installert en statisk bryter med synlig brytningspunkt som kan sørge for hurtig frakobling ved feil internt eller i overliggende nett [21].

2.2.5 Kontroll og kommunikasjon

Kontrollsystem er en av de teknologiske nøkkelfaktorene for installasjon av mikronett [38]. Vanligvis innehar en mikronettkontroller overordnet styring av POC og komponentene i et mikronett, som en sentralisert mikronettkontroller (MGCC). Drift og kommunikasjon mellom enhetene i et mikronett er optimal ved kommunikasjon mellom komponentene, men drift av komponentene kan også optimaliseres enkeltvis uten kommunikasjon [23].

Mikronettets energikontrollsystem (MEMS) styrer energiresurser og laster innad i et mikronett [26]. Enheten må således ha kontakt med de distribuerte smarte målere ved ethvert tilknytningspunkt og ha muligheten til å endre energiflyten gjennom punktet [38].

2.3 Fordeler ved mikronett

Miljøperspektivet setter mikronett på dagsorden i Europa, som alternativ til tradisjonell oppgradering av kraftnett. For resten av verden, inkludert Europa, er økonomi og elektrisk leveringssikkerhet sentrale drivkrefter. I Afrika og Asia kan mikronett muliggjøre elektrifisering av landsbyer som i dag er uten forsyning [39].

IEC omtaler fire bruksområder for mikronett [21]:

1. Forbedre pålitelighet og sikre strømforsyning for hele eller deler av laster ved øydrift. Eksempelvis deler av distribusjonsnett, militærbase eller sykehus.
2. Leverer strøm til grisgrente strøk til lavere kostnad. Energiforsyning i isolerte mikronett, eksempelvis i rurale områder eller øyer.
3. Redusere energipris for mikronettbrukere i et tilknyttet mikronett ved å tilby tilleggstjeneste til overliggende nett. Forutsetter optimal bruk av ressurser.
4. Tilby katastrofeberedskap ved optimal bruk av ressurser. Øker forsyningssikkerheten til prioriterte laster i et katastrofeutsatt område.

Bruksområdene inkluderer de mest sentrale motivasjonene omtalt i en rekke kilder [40, 15, 41], men i tillegg er det verdt å nevne at installasjon av mikronett kan bidra til reduserte klimagassutslipp ved bedre utnytting av distribuerte fornybare energikilder. Spenningsvariasjoner kan reduseres ved effektiv styring av energi, som i tillegg kan bidra til lavere belastning og dermed lengre levetid for komponentene i nettet [15].

Planlegging med optimal sammensetning av produksjon, lagring og pålitelig autonomt kontrollsystem er en forutsetning for å oppnå de økonomiske gevinstene i å investere i et mikronett. Et viktig aspekt for miljøvennlig planlegging av mikronett er utnytting av de fornybare energikildene og lagring før det dimensjoneres for regulerbar fossildrevet energiproduksjon. Behovet for installert effekt kan i tillegg reduseres ved å utnytte styring av fleksible laster.

2.4 utfordringer ved mikronett

Som en motpart til tradisjonelle kraftsystemet som forsynes av sentraliserte og regulerbare kraftverk, drives mikronett av distribuerte fornybare energikilder og lagringsenheter med toveis kraftflyt. Denne nye forsyningsstopologien introduserer nye utfordringer for pålitelig nettdrift.

Velkjente utfordringer i et mikronett presenteres i et teknisk-økonomisk perspektiv [40, 38]:

- Manglende roterende masse kan utfordre frekvens- og spenningsregulering.
- Kompleks kontroll og synkronisering av distribuerte generatorer.
- Intermitterende produksjon fra fornybare kilder.
- Krafterlektronikk som integrerer fornybar produksjon er kilde til harmoniske strømmer og redusert roterende masse.
- Komplekse verninstillinger grunnet toveis kraftflyt og lav kortslutningsytelse.
- Høye investeringskostnader.
- Risiko ved nye teknologier og delvis ukjente følger.
- Politikk, reguleringer og standarder.

De største utfordringene ved et mikronett er å sørge for stabil frekvens og spenning under øydrift samt å regne hjem høye investeringskostnader. Optimal planlegging er viktig fordi målsettinger kan utelukke hverandre, som for eksempel konflikten mellom maksimering av pålitelighet og minimering av kostnader [40]. Unødvendig dimensjonering av elementer kan drive til økonomisk ugunstighet, og knapp energiforsyning kan resultere i dårlig forsyningsikkerhet. Balanse og rangering er derav viktig i god planlegging.

Planleggingen er kompleks, og beslutninger må ofte tas med stor usikkerhet. Belastningsprofiler, energiproduksjon fra fornybare energikilder og samspillet mellom de ulike elementene i et mikronett kan bare estimeres. Derav tar mikronettplanleggere avgjørelser på begrenset beslutningsgrunnlag.

Uklare rammevilkår og reguleringer utarbeidet med utgangspunkt i tradisjonelt kraftsystem må modifiseres for å legge til rette for vellykkede mikronettprosjekter [42]. Standardisering av planlegging, komponenter og spesielle reguleringer gjeldende for mikronett kan muliggjøre økonomisk gunstige mikronett [40].

Kapittel 3

Verktøy og hjelpemidler for planlegging

Dette kapitlet introduserer tre verktøy for effektivisering av planleggingen av et mikronett. Det gis en innføring teori bak programmene og spesifikt hvordan de er blitt benyttet i denne oppgaven. Kapitlet tar dermed for seg følgende del av problemstillingen:

- Hvilke hjelpemidler kan være nyttige ved planlegging av et mikronett?

3.1 MATLAB - Estimering av energibalanse

MATLAB er et matematikkprogram som brukes til numeriske beregninger, simuleringer og visualisering, spesielt i undervisningssammenheng ettersom det er et kostbart verktøy sjeldent tilgjengelig i nettselskap [43]. Programmet er mye brukt blant ingeniører, og implementasjon av algoritmer og utvikling av matematiske modeller effektiviserer manuelle prosesser. I denne oppgaven benyttes MATLAB til å automatisere og strukturere datainnsamlingsprosessen, og benyttes i utarbeidningen av energiprognoser og beregning av energibalanse og kostnad i planleggingen av et mikronett.

Følgende funksjoner har blitt implementerte i MATLAB.

- **variasjon:** Analyserer historiske dataverdier og utarbeider forbrukskarakteristikk for hver sluttbrukergruppe.
- **eksisterende:** Estimerer forventet årsprofil og avvik for eksisterende forbruk basert på de karakteristiske forbruksprofilene.
- **prognose:** Legger sammen forventet og stokastisk variabelt ledd for estimat av energiforbruk gjennom analyseperioden.
- **fleksibel:** Avhengig av sluttbruker opprettes informasjon om hvor mye fleksibel last som kan flyttes i ethvert tidspunkt, basert på antagelser grunnet manglende historiske data.
- **energisystemer:** Implementerer algoritmer for energistatus og økonomiske beregninger i iterative analyser av alternativer.

3.2 DYNKO - Optimalt investeringsalternativ

Kostnadsminimaliseringsprogrammet DYNKO fra Sintef Energi er et svært gunstig hjelpemiddel ved planlegging av tradisjonelt kraftnett. Opprinnelig er programmet beregnet for utbyggingsplanlegging, men kan også brukes for andre problemstillinger.

Programmet benytter dynamisk programmering (DP) for å kartlegge hvilke investeringer som bør iverksettes og i hvilket år de skal finne sted. Forslag til investeringsbeslutninger tar utgangspunkt i å minimere nåverdien av kostnadene i analyseperioden, og resulterer i investeringsplan for ulike systemløsninger gyldige for hele analyseperioden [24]. Kostnadene refereres nåtid ved hjelp av nåverdimetoden som tar utgangspunkt i (3.1). Rangeringen tar hensyn til alternativenes gyldighet [24].

$$K_0 = \sum_{i=1}^n \frac{k_i}{\left(1 + \frac{r}{100}\right)^{i-1}} \quad (3.1)$$

der: K_0 = Nåverdi av summen av kostnader i analyseperioden n .

k_i = Kostnader i år i .

r = Kalkulasjonsrente.

Opprinnelig formål for programmet er å estimere mest lønnsom oppgradering i aktuelt kraftnett basert på inngangsdata for investeringskostnader, taps- og avbruddskostnader. For bruk i oppgaven antas overføring av inngangsdata til varierende energikostnader som en godt tilnærming for utarbeiding av plan for investering. Presenterer de to bruksområdene:

Beslutning av oppgraderingsalternativ

Originalformålet til programmet er å gi en anbefaling av optimal beslutning av oppgraderingsalternativ ved å undersøke nåverdien av investerings-, taps- og avbruddskostnader for de ulike alternativene. Forslag til investering rangeres basert på målfunksjonen (3.2), der driftskostnader (tap og avbrudd) for utbyggingsalternativene implementeres i programmet for stadier der lastendring er prognosert. Programmet finner optimal kombinasjoner av de ulike alternativene for minimering av kostnad.

$$\min K_{tot} = \sum K_{inv} + \sum K_{tap} + \sum K_{avbrudd} \quad (3.2)$$

der: K_{tot} = Netto nåverdi av kostnader i en investeringsplan.

K_{inv} = Kostnader ved investering i nettet.

K_{tap} = Kostnader ved tap.

$K_{avbrudd}$ = Kostnader ved forventede avbrudd.

Beslutning av produksjonsalternativ

Ved å justere inngangsdata kan programmet benyttes til å optimere valg av alternativ for ny energiproduksjon i mikronett. Samme målfunksjon kan benyttes, der tapskostnader erstattes med energikostnader, som regnes å være en dimensjonerende faktor i drift av et mikronett. Energifkostnader for mikronett beregnes ved kjøp og salg av energi over systemgrensen. Avbruddskostnader kan erstattes med en avgift forbundet med flytting av fleksibelt eller prioritert forbruk hos nettkunde. Målfunksjonen blir da som i (3.3).

$$\min K_{tot} = K_{inv} + K_{drift} + K_{flytting} \quad (3.3)$$

der: K_{tot} = Netto nåverdi av kostnader i en investeringsplan.

K_{inv} = Kostnader ved investering i produksjonsenheter.

K_{drift} = Kostnader ved variable energikostnader

$K_{flytting}$ = Kostnader ved flytting av forbruk.

3.3 NETBAS - Teknisk lastflytanalyse

NETBAS er et GIS-basert nettinformasjonssystem fra Powel som muliggjør avanserte simuleringer og analyser for lastflyt [44]. Programmet er mye brukt i norske nettselskaper og inneholder en rekke funksjoner som forenkler planleggingen av strømmnett. Undersøkelse av tekniske krav i forslag til mikronettstruktur med tilhørende komponenter gir beslutningsunderlag for utbygging og oppgradering.

I *Analyse-* og *Avbruddsrapporterings-*modulen i programmet kan situasjoner for aktuelle problemstillinger undersøke kriterier aktuelle for mikronettet som planlegges. Simulering i nettmodell ved stasjonære lastflytanalyser kan kartlegge eventuelle svakheter i et mikronett og ytterligere etablere informasjon om:

- Spenningsnivå og -variasjoner
- Termiske belastninger i komponenter
- Kortslutningsstrømmer
- Taps- og avbruddssimuleringer

Kapittel 4

Revidert systematikk

Dette kapitlet baseres i stor grad på forslag til systematikk for planlegging av mikronett presentert i forfatterens prosjektoppgave [3]. Kapitlet gir en innføring i viktige aspekter ved planlegging av et mikronett, og presenterer i tillegg effektiviserende tiltak for en revidert utgave av systematikken. Planleggingen utføres i elleve steg, der prosessene presenteres i trinnvis rekkefølge. Følgelig besvares punkt:

- Hvordan kan optimale beslutninger tas i et mikronett?
- Hvordan kan bruk av lagringssystem muliggjøre installasjon av mikronett?

Systematikk for planlegging av mikronett

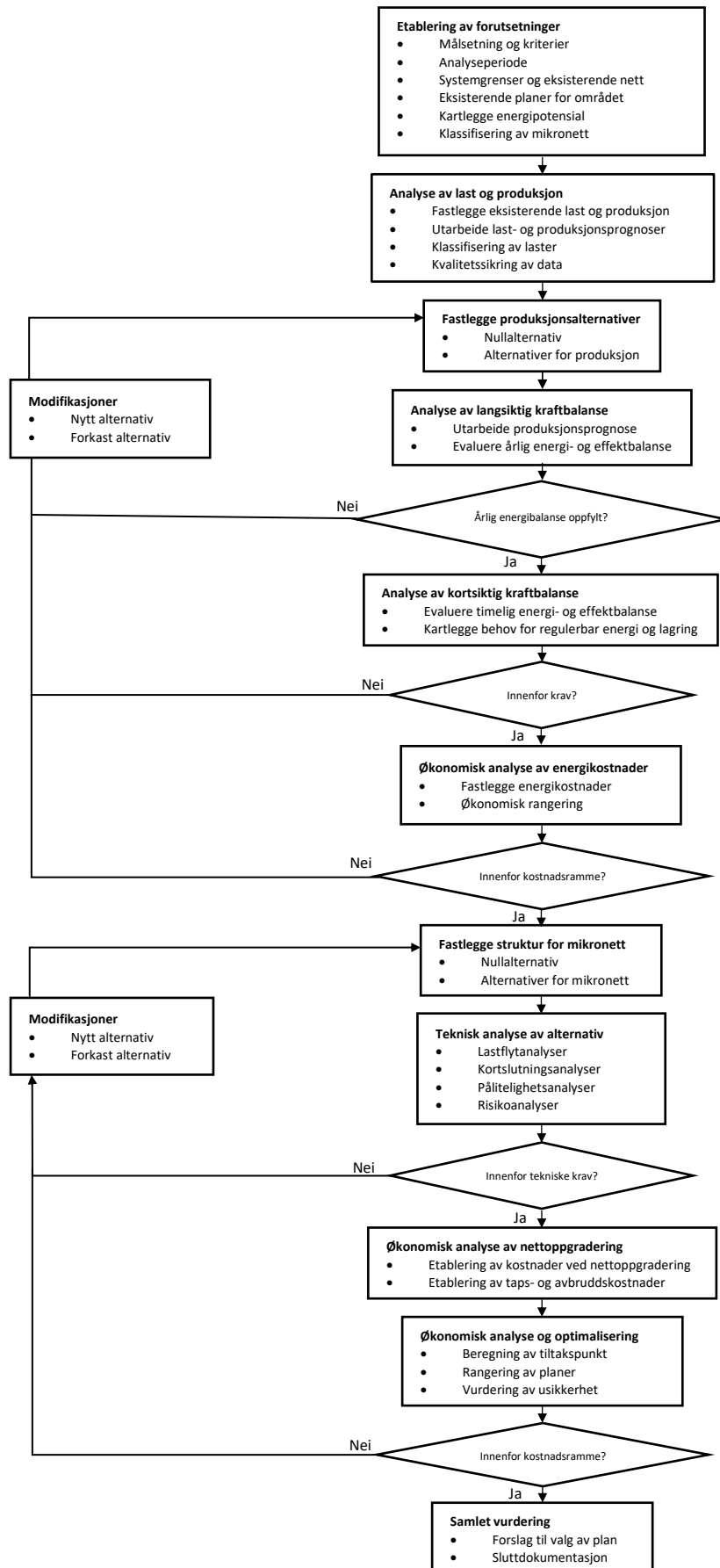
Systematikken er basert på RENs planleggingsbok for kraftnett [5] og retningslinjer for planlegging av mikronett fra IEC [21]. Flytskjema for systematikk er presentert i figur 4.1 med fire hovedfaser markert med blått:

1. Forstudie
2. Teknisk analyse
3. Økonomisk analyse
4. Evaluering

Metodikken er iterativ med tilbakeføringsstier for mulig modifisering eller forkasting av opprettede alternativer. Diamantformede beslutningsbokser siler bort alternativer som ikke tilfredsstillt krav for videreføring. For hver beslutningsboks reduseres dermed antall alternativer med formål om til slutt å stå igjen med 2-3 forslag til mikronett. For å muliggjøre modifisering av økonomisk ugunstige alternativer tilføres en tilbakeføringspil fra den siste delen av planleggingen tilbake til analysestart.

Prosessboksen *Økonomisk analyse av energikostnader* er tilført i den tekniske analysen for effektivt å redusere antall alternativer som videre må undergå tidkrevende tekniske analyser. Formålet med prosessen er å rangere produksjonsalternativene økonomisk for kun å videreføre de mest gunstige og økonomisk gjennomførbare alternativene.

For prosesser som kan effektiviseres ved bruk av programvare presenteres forslag for *implementering til verktøy*. Presenterer de aktuelle stegene punktvis for helhetlig forståelse av systematikken:



Figur 4.1: Forslag til systematikk ved planlegging av mikronett [3].

4.1 Etablering av forutsetninger

I første del av planleggingen etableres formål, kriterier samt potensialet og utgangspunkt innenfor gitte systemgrenser for mikronett. Forstudiene danner informasjonsgrunnlag som trengs før de tekniske analysene, der følgende bør fremskaffes [5]:

- Kriterier for området
- Data og kart over området og eventuelt eksisterende nett
- Planer for området (investeringer, kommunale, vedlikehold)
- Meteorologiske data (vind-, sol- og termiske forhold)

4.1.1 Målsetning og kriterier

Formål ved installering av et mikronett defineres i en klar målsetning for å systematisk kunne evaluere forslag i senere steg. Prosjektet skal oppfylle den overordnede målsetningen for nettselskaper i Norge; å opptre samfunnsmessig rasjonelt i tråd med Energiloven [45].

Overordnede målsetninger som pålitelighet, økonomi, miljøpåvirkning og skalerbarhet bør nevnes i forkant av planleggingen. I tillegg bør en rekke kriterier og begrensninger spesifiseres og overholdes for gyldig løsning for mikronett, eksempelvis [21, 46]:

- Tilfredstille nødvendig energibehov.
- Tilfredsstille lovpålagte forhold, se rammevilkår i vedlegg C.
- Overholde krav til kvalitet og funksjonalitet gitt av FoL [9].
- Ikke forverre situasjonen til overliggende nett.
- Samfunnsøkonomisk rasjonelt prosjekt i henhold til forskrifter fra NVE [45].
- Eventuelle kostnadsrammer.

4.1.2 Analyseperiode

Store investeringer i mikronett vil ha lang tilbakebetalingstid. Analyseperioden anbefales derav å fastsettes i lang tid frem, normalt lik økonomisk levetid, som er det antall år anlegget forventes å utgjøre positiv nytte for seg sammenlignet med å erstatte det med et nytt [5]. I REN planbok anbefales analyseperiode på 30 år [5], og i veiledningsmateriale for KSU anbefales analyseperiode på 40 år for nettanlegg [47]. Merk at usikkerheten i planleggingen øker med analyseperioden [5].

Rekkefølge for investeringer i nettet og eventuell frakobling fra overliggende nett planlegges i en fornuftig tidsramme for å kunne gjøre økonomiske beregninger.

4.1.3 Systemgrenser og eksisterende nett

Geografisk avgrensning for mikronettet må spesifiseres.

Krav om selskapsmessig- og funksjonelt skille i hjemmel §§4-6 og 4-7 i Energiloven innebærer at en monopolvirksomhet (nettselskap) ikke kan eie eller eies av enheter med virksomhet innen produksjon eller omsetning av elektrisk energi [45]. Dette betyr at eier av mikronett enten må være et frittstående selskap, eller være del av et konsern med et tomt morselskap [48]. Systemgrense for mikronettoperatør og mikronettbruker kan dermed ikke være den samme. For å kunne sammenligne alternativer for mikronett i økonomiske analyser kan systemgrenser for konsern tas i betraktning.

Ettersom et mikronett planlegges forskjellig ut fra hvilket utgangspunkt man starter med er kartlegging av eksisterende infrastruktur og elementer innenfor systemgrensene essensielle. Dersom det planlegges mikronett for et eksisterende nett er det nyttig å fremskaffe informasjon om gjenstående levetid og stand i eksisterende nettkomponenter. Kart eller enlinjeskjema for aktuelt område bør fremskaffes og illustrere de ulike systemgrensene og eventuelt tilknytningspunkt til overliggende nett (POC).

Kulturminner, fortidsminner og forholdsregler til disse samt hensyn til private og offentlige aktører bør kartlegges for å hindre at konflikter oppstår i prosjektet [46].

4.1.4 Eksisterende planer for området

Det er viktig å skaffe en oversikt over eksisterende planer for området for optimal investering og vedlikehold. Ved planer om fornyelse bør oppgraderingen koordineres, blant annet for å hindre flaskehals, unødvendige investeringer og for å minimere kostnader (for eksempel relatert til grøftarbeid). Ytterligere planer kan påvirke planleggingsprosessen. Eksempelvis kan nyetableringer øke energibehov og investering i nytt utstyr kan øke overføringskapasitet.

4.1.5 Kartlegge energipotensial

Tilgjengelige energiressurser og potensial for ny produksjon i det aktuelle området undersøkes. Ved bruk av meteorologiske data eller andre kilder kan potensialet for ny energiproduksjon kartlegges, eksempelvis ved [5]:

- NVEs ressurskartlegger
- Kraftsystemutredninger
- Lokale energiutredninger
- Nettselskapets egen kartlegging (kontakt med utbyggere, konsesjonssøknader)

Tilgjengelig kapasitet og karakteristikk for de ikke-regulerbare energikildene kartlegges først, typisk teknologi som utnytter fornybare kilder som sol, vind, tidevann og bølgekraft. Sesongvariasjon i energiproduksjon er essensielt å bemerke, samt maksimal energiproduksjon for de ulike teknologiene.

Videre bør tilgjengelig regulerbar energiproduksjon kartlegges. Generatorer med fossilt brennstoff og fornybare kilder som småskala vannkraft, bioenergi og geotermisk energi vurderes for høyere styrbarhet og derav pålitelighet i mikronettet. Tilgjengelighet for råstoff og logistikk for transport må da vurderes.

Det kan være oversiktlig å sette opp tilgjengelig produksjonskapasitet i en tabell, gjerne med oversikt over aktører med konsesjon for utbygging av produksjonsenheter samt identifisere eventuelle anleggskonsesjoner tidlig da offentlige søknader kan være omfattende og ta lang tid [46]. Verktøy som PVGIS, PVWatts og SAM kan være nyttig i beregninger av energiproduksjonspotensialet i et område.

4.1.6 Klassifisering av mikronett

Basert på systemgrenser og energipotensial for området, klassifiseres typen mikronett som er aktuelle å undersøke for prosjektet. Dette er essensielt for videre planlegging ved at det stilles forskjellige forutsetninger og krav avhenging av om nettet er tilknyttet overliggende nett eller om det skal operere isolert og uavhengig.

Klassifiseringen har også stor betydning for dimensjonering av produksjons- og lagringsenheter i mikronettet, samt i de teknisk-økonomiske analysene. Forutsetninger for et vellykket mikronett, som krav om kapasitet for dødstart, øydrift og lastdekking avhenger av beslutninger tatt i dette trinnet.

4.2 Analyse av last og produksjon

I dette trinnet kartlegges og prognoseres last og eksisterende produksjon for et godt datagrunnlag, der klassifisering av eksisterende laster er essensielt for smart styring. Kvalitetssikring av data før teknisk-økonomisk analyse hindrer unødvendig arbeid med høy usikkerhet og lav verdi. Følgende inngangsdata trengs:

- Historiske datostempledte timeverdiger for last- og produksjon
- Andel kunder og type belastning i hver sluttbrukergruppe

4.2.1 Fastlegge eksisterende last og produksjon

Tradisjonelt har ulike teorier blitt benyttet i forbindelse med etablering av forbruk. *Uoload* og *Velanders formel* er teorier som benytter henholdsvis statistiske forhold og sammenlagring for å beregne maksimaleffekt i et kraftnett, og har blitt benyttet sammen med fordefinerte sluttbrukerprofiler for estimering av forbruk i ulike situasjoner [5, 49].

Forbruk og last er uforutsigbart, og varierer fra dag til dag og fra time til time. Tradisjonell deterministisk estimering av laster utfordres således av moderne stokastisk lastprognosering, som setter usikkerheten i energiforbruket på dagsorden.

Karakteristiske profiler for eksisterende forbruk og produksjon kan fordelaktig baseres på historiske timeverdier fra smarte målere (AMS), som muliggjør stokastisk prognosering. Som presentert i [6] forutsettes timeverdier for minst tre år for å kunne estimere profiler med tilstrekkelig kvalitet for prognosering. Ettersom at smarte

målere skal være installert hos alle nettkunder i Norge innen 1. januar 2019, vil det dermed senest tre år etter være godt nok grunnlag for sikker estimering [50].

Lastprofiler

Avhengig av hvilken informasjon nettplanleggeren har, kan lastprofiler for de forskjellige sluttbrukergruppene fastsettes ved bruk av historiske timelige forbruksdata, utarbeidede lastprofiler eller estimerte lastprofiler fra lignende nettkunder.

Ved å benytte teori fra [6] med formål om å prognosere last stokastisk, kan forbruksprofiler estimeres individuelt for hver nettkunde eller forenklet med kunder aggregert i sluttbrukergrupper.

Dersom det antas at en nettkunde sitt energiforbruk følger et mønster for lignende dager, kan det utarbeides profiler for forventet belastning. Hverdager og helger inkludert alle helligdager antas å ha lignende døgnkarakteristikk, og grupperes for å oppnå optimalt antall observasjoner ved minimal mengde måledata. I tillegg antas årlig variasjon, der maksimal last i hver måned forventes å variere. Kan dermed utarbeide følgende forbruksprofiler:

- Hverdagsprofil: Timelig variasjon.
- Helgedagsprofil: Timelig variasjon.
- Årlig profil: Månedlig variasjon.

Konklusjoner fra rapporten bekrefter også at prognoser basert på maksimale belastningskurver gir mest riktige estimerte verdier for forbruk. Fremgangsmåte for fastlegging av lastprofiler vil dermed være å kartlegge maksimalt effektforbruk for hver time i døgnet og totalt, samt å notere månedlig maksimal effekt for å finne prosentvis belastning for hver måned. I vedlegg A presenteres flytskjema for estimering av forbruksprofiler for maksimallast for hver individuelle nettkunde, der forventet last for et tidspunkt finnes ved å multiplisere maksimal observert last med faktorer for månedlig og timelig andel [6].

Produksjonsprofiler

Produksjonsprofiler kan utarbeides på samme måte som lastprofilene, ved generelle eller egendefinerte profiler, eventuelt ved meteorologiske og historiske data som beskrevet for lastprofilene [6]. De ikke-regulerbare produksjonsenhetene kan være sekvensielt varierende slik som solkraft, som varierer døgnlig og med sesong. Energi-produksjon kan også variere mindre systematisk, som for vindkraftproduksjon. Produksjonsprofiler regnes ikke å variere avhengig av om det er hverdag eller helg, og utarbeides for følgende:

- Døgnprofil: Timelig variasjon.
- Årlig profil: Månedlig variasjon.

De regulerbare produksjonsenhetene benyttes på samme måte som lagringssystem, og profilene varierer dermed avhengig av energibalanse.

4.2.2 Utarbeide last og produksjonsprognoser

Last og produksjon kan prognoseres deterministisk ved fastlagte lastprofiler, der prognosert endring for et område utarbeides i KSU eller lokale energiprognoser [51]. Last og produksjon kan også som nevnt modelleres stokastisk ved å ta usystematisk avvik med i betraktningen. Som en liten digresjon forklares fremgangsmåte for stokastisk prognosering.

Doktorgradavhandling [6] bekrefter at stokastisk prognosering kan være av verdi ved at kraftnettet kan dimensjoneres mer optimalt. Forbruk og produksjon kan forklares bedre med utgangspunkt i karakteristiske profiler og tilhørende sannsynlighetsfordeling som representerer det stokastiske avviket rundt den forventede verdien. Basert på reelle eksempler hevdes også at de stokastiske simuleringene kan resultere i et fleksibelt strømmnett med bedre økonomiske og tekniske løsninger. I følge Eurelectric vil overgangen fra *fit-and-forget*-fremgangsmåte til planlegging av et mer fleksibelt nett føre til færre kostbare overdimensjonerte strømmnett. Dette som følge av at strømmnett normalt dimensjoneres for å håndtere de mest ekstreme tilfellene av effektbehov, såkalt worst-case-scenario [27].

For å redegjøre for lastens og produksjonens usystematisk varierende natur inkluderes et avvik i hvert tidssteg av de estimerte forventede profilene. Ved Monte Carlo simulering trekkes tilfeldig stokastisk avvik fra en tilpasset avviksfordeling, som estimeres ved å ta utgangspunkt i historiske data og forventet timeverdi basert på de karakteristiske profilene.

Timelig prosentvis avvik mellom reelle og forventede verdier beregnes for årene med timelige måleverdier. Avviket danner en sannsynlighetsfordeling, og ved hjelp av statistiske tilpassingsverktøy, for eksempel *Distribution fitter*-appen i MATLAB, kan en sannsynlighetsfordelingsfunksjon (PDF, fra engelsk: Probability density function) tilpasses avviksfordelingen. Sammenligning av de ulike fordelingsfunksjonene kan i teorien gjøres med utgangspunkt i sannsynlighetsmaksimeringsmetoden, der funksjonen med høyeste verdi er den funksjonen som beskriver avviket best [6].

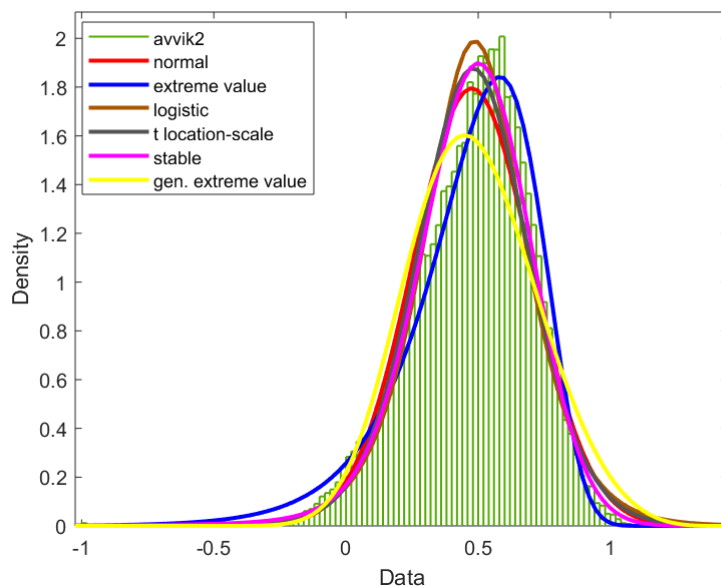
Eksempel på ulike sannsynlighetsfunksjoner tilpasset størrelsen på avvik for en reell nettkunde presenteres i figur 4.2. Avviksfordelingen illustrert i figuren er funnet for sluttbruker av typen *varesalg*, og benytter timeverdier fra seks år.

Metoden benyttet for estimering av forbruksprofiler for til sammen fem sluttbrukergrupper beregner høyest verdi for sannsynlighetsfordelingen *Stable*, og antas dermed best passende for avvikenes distribusjon. Grafisk fra figur 4.2 kan fordelingen bekreftes godt tilpasset avviksfordelingen.

Den totale stokastiske timelige verdien blir en kombinasjon av den forventede verdien pluss det stokastiske avviket, der de sammenslått danner stokastisk prognose.

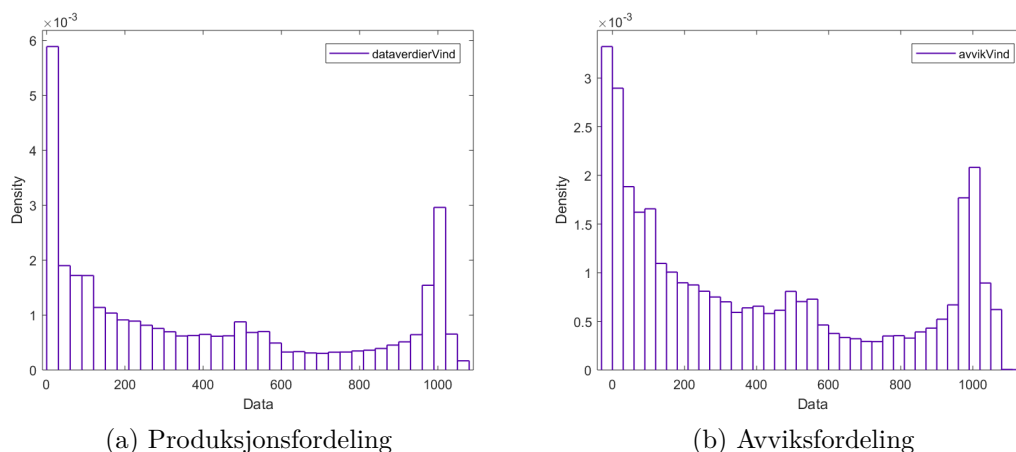
Med hypotese om at energiproduksjon på samme måte som energiforbruk kan prognoseres stokastisk, undersøkes antagelsens gyldigheten i et spesifikt eksempel for vindkraftverk. Det antas at fornybare energikilder også produserer energi med karakteristiske profiler og at energiproduksjon kan bli modellert stokastisk etter samme prinsipp som beskrevet ovenfor [6].

Forventede produksjonsprofiler for vindkraft utarbeides fra timelige data for fem år med fordeling som i figur 4.3a. Ettersom metoden tar utgangspunkt i maksimale forventede verdier, vil prognosen for vindkraftproduksjon ofte ta verdi lik 100 % av nominell produksjon. Ettersom at det analyserte vindkraftverket oftest reelt vil



Figur 4.2: Seks sannsynlighetsfordelingsfunksjoner tilpasset reell avviksfordeling.

produsere 0 % vil avviket mellom reell og estimert verdi dermed være som illustrert ved avviksdistribusjonen i figur 4.3b. Oftest vil produksjon prognoseres helt riktig (0 % avvik), men ofte også feil med rundt 100 % avvik.



Figur 4.3: Produksjonsdata for vindmølle på 1,2 MW.

Estimering av produksjonsprofiler og stokastisk prognose svarer ikke til forventningene, der stokastisk produksjon prognoseres tilnærmet nominell verdi til enhver tid. Etter teori fra [52] skal vindkraft og solkraft derimot kunne prognoseres stokastisk, og bør dermed undersøkes videre. Sistnevnte artikkel benytter data fra NREL, der vindkraft prognoseres ved værsimulering, og avviksdistribusjon er avhenging av geografisk lokasjon. Solkraft hevdes å kunne estimeres stokastisk ved å gå ut i fra værd data og forenkle ved å anta normalfordeling i avviket [52].

Historiske verdier for kraftproduksjon har blitt benyttet i eksempelet, som kan være årsaken til resultatene. Vindhastighet er en stokastisk variabel, og de meteorologiske dataene kan være bedre passende ved estimering av kraftproduksjon for et område [53]. Det bør dermed undersøkes om produksjon kan prognoseres stokastisk med utgangspunkt i vindhastighet, modellert som *Weibull*-fordeling, og likedan estimere profiler for solkraft med utgangspunkt i solinnstråling med *Beta*-fordeling [53].

Lastutvikling

Minst to ulike scenarioer for lastutvikling bør utarbeides med bakgrunn på ulike drivkrefter i analyseperioden. Optimalt rangeres dem, der utviklingsscenarioet som mikronettplanlegger anser som mest sannsynlig for hele analyseperioden videreføres i analysen [54]. Videre i sensitivitetsanalysen kan ytterligere andre scenarioer undersøkes. Aktuelle drivkrefter kan for eksempel være [54]:

- Politiske rammevilkår for ny fornybarproduksjon
- Rammevilkår for ny industri eller nedleggelse av industri
- Innføring av AMS og økt forbrukerfleksibilitet
- Miljøbevissthet

Kortsiktige prognoser vurderer lasten på timesbasis med formål om å undersøke pålitelighet og økonomi. Langsiktig prognose betrakter total årlig last, og er brukt for undersøkelse av kapasitetsøkning [21]. Investeringer i et mikronett er ofte omfattende og kostnadstunge, og derav planlegges nettet ved å undersøke langsiktig lastprognose, som defineres til å omhandle prognoser for ett år og lenger [55].

Det kan være smart å bemerke årstall for de ulike stadiene i lastutviklingen, for eksempel ved å sette opp maksimal og årlig belastning i en tabell eller grafisk.

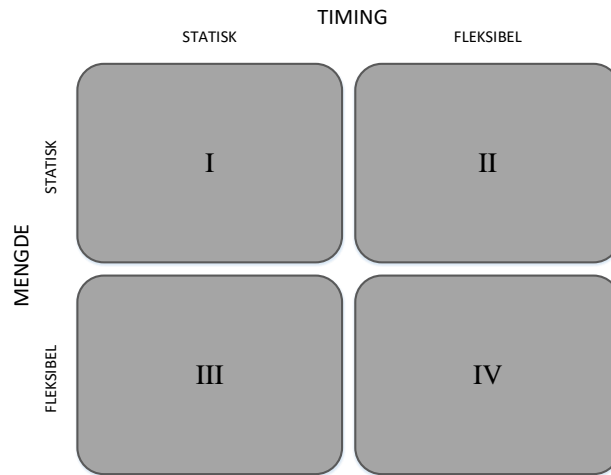
4.2.3 Klassifisering av laster

Forbruket hos sluttbrukere klassifiseres for utnyttning av fleksibiliteten i mikronettet. Etablerer på denne måten kapasitet for laststyring, som er avgjørende for mikronett i øydrift [21]. Styring av last muliggjør stabil forsyning av prioritert belastning, der nødvendig dimensjon av enhetene i et mikronett kan reduseres.

Fleksibilitet defineres av Eurelectric som en modifikasjon av energiproduksjon eller av mønster i energiforbruk som reaksjon på et eksternt signal for å gi en tjeneste innenfor energisystemet [27]. Et mikronett består av høy andel ikke-regulerbar fornybar energiproduksjon, og kan dermed dra stor nytte av den sammenlagrede energifleksibiliteten hos store og små nettkunder. Etterspørselsadministrasjon kan eksempelvis utøves ved prissignal eller ved aktiv regulering [27].

En nettkundes potensial for fleksibilitet kan kategoriseres i dimensjonene illustrert i figur 4.4. En kunde uten regulerbart forbruk har last av typen I, som er skal forsynes til enhver tid (f.eks. sykehus). Nettkunde med lasttype II har et gitt forbruk som kan forsynes på fleksibelt tidspunkt, og kan derav endres ved dynamisk energiprisning (TOU). Last av type III reguleres ved etterspørselrespons (DR) ved energipris, og type IV vil kunne planlegges fullt fleksibelt ut fra energipris og kan modelleres som en reserve i mikronettet (spinning reserve), typisk lading av elektriske kjøretøy [56, 14].

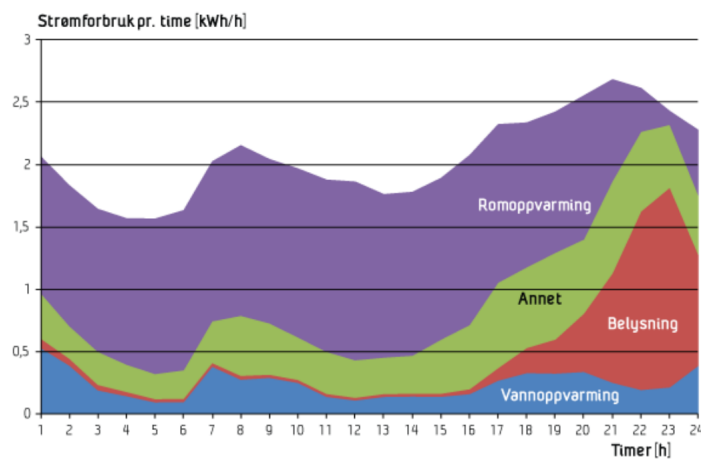
DR kan deles i to kategorier, der insentivbasert DR endrer mønster for energibruk ved å gi mikronettoperatør tilgang til forbrukerlast, og prisbasert DR kan redusere topplast ved forbrukers tilpasning til høye priser ved høylasttimer [14]. Betingelse for å kunne styre et forbruk er at komfort ikke merkbart endres, med andre ord at nettkunder ikke påvirkes av tiltaket [28]. Laster som kan forflyttes uten å redusere komforten er typisk romoppvarming og termiske laster, som en varmtvannstank [28]. Den gjennomsnittlige nettkunde vil ikke aktivt gå med på å justere forbruket sitt i en



Figur 4.4: Karakterisering av fleksibelt forbruk

hektisk hverdag, som dermed forutsetter installasjon av automatiske styringssystem som utnytter lastens fleksibilitet uten manuelle tiltak [28].

Ved klassifisering av fleksible laster og antagelse om at alle laster sanntidsmåles og styres, kan fleksibiliteten optimaliseres i nettet. Dette forutsetter HAN-system, som kobler sammen digitale enheter i hjemmet for å kunne levere sanntidsmålinger [57]. Slike sanntidsmålinger kan danne et godt grunnlag for prognosering av fleksible laster ved planlegging av et mikronett, eksempelvis som profilene utarbeidet fra 100 husstander, illustrert i figur 4.5.



Figur 4.5: Formålsdelt forbruk for husholdning [4].

Optimalt estimeres fleksibilitet hos sluttbruker med utgangspunkt i historiske formålsspesifikke målinger. Usikkerheten er stor ved prognose av fleksible laster, men kan ved timelige målinger av spesifikke laster fra minst tre år prognoseres stokastisk [6, 14]. Dersom formålsspesifikk måling av fleksible laster ikke eksisterer for området, eller for sluttbruker med lignende karakteristikk, kan fleksible laster for en sluttkunde forenklet estimeres prosentvis eller som en konstant størrelse under planleggingen av et mikronett.

4.2.4 Kvalitetssikring av data

Evaluering av data er viktig for å hindre at ugyldig datagrunnlag videreføres og dermed danner ugyldige planlegginganalyser.

Typisk vil det være å fornuftig å undersøke ekstremalverdier, som vil si maksimal og minimal verdi. Eksempelvis vil ikke produksjon være negativ, likedan som forbruket dersom sluttbruker ikke har installert energiproduksjon.

- Sammenligne prognosert og reell produksjon
- Sammenligne prognoser gjort ved forskjellige metoder
- Vurdere korrelasjon mellom tidligere prognosert og reell verdi
- For manglende eller dårlig data: erstatt med passende verdi (0 eller siste verdi)

Øker dermed datakvalitet ved å gjøre beregninger med forskjellige metoder [21, 5].

Implementering til verktøy

Algoritme 1 presenterer pseudokode for å finne karakteristiske profiler og prognoser for ulike slutt kunder samt deres fleksibilitet. Lignende algoritme kan utvikles for produksjonsenheter. Funksjoner kan utvikles for de ulike delene av analysen, og algoritmen kan implementeres i MATLAB eller annet program for automatisering av prosesser som er gjentakende for all nettplanlegging.

Algoritme 1: Analyse av last.

Resultat: Lastprognose for mikronett.

for alle slutt kunder gjør

- Les inn tilgjengelige historiske datostempledte timeverdier.
- Finn hverdags-, helge- og årsprofil.
- Estimere maksimalt forventet forbruk og avviksfordeling.
- Prognosere stokastisk forbruk i analyseperioden.
- Karakterisere last.

slutt

Legge sammen laster og forbruk for sannsynlig utvikling i analyseperioden.

Utarbeidede profiler for individuelle slutt kunder og produksjonsenheter kan implementeres i nettinformasjonssystemet NETBAS for enklere simulering av lastflyt.

4.3 Fastlegge produksjonsalternativ

I dette steget opprettes produksjonsalternativer for sammenligning med referansealternativ i analyse av kraftbalanse i påfølgende steg.

4.3.1 Nullalternativ

Nullalternativet representerer referansealternativet for produksjon. For et tilknyttet mikronett kan nullalternativet være eksisterende energiforsyning fra overliggende

nett med eller uten lokal produksjon. For et isolert mikronett kan nullalternativ være situasjon med eksisterende produksjon på området, og eventuell drift av aggregat.

Det kan være smart å etablere optimalt nullalternativ ved for eksempel å analysere de dimensjonerende økonomiske faktorene investerings- og energikostnader. Alternativet må være gyldig og innenfor satte kriterier.

4.3.2 Alternativer for produksjon

Iterativ planleggingsprosess blir initiert ved at mikronettplanleggeren fastlegger et knippe produksjonsalternativer som forventes å dekke energibalansen årlig. Et overslag for området bør gjøres i forkant, der energioverslag på årlig basis kan danne et bilde over hvor mye ekstra energi som trengs i mikronettet. Kombinasjoner av de ulike ikke-regulerbare produksjonsteknologiene opprettes basert på kartlagt energipotensial for området.

I et isolert mikronett dimensjoneres produksjonsenheter for å dekke hele lasten i området, og det må tas høyde for varierende produksjon fra fornybare kilder. I tilknyttet mikronett dimensjoneres produksjonsenheter for å øke påliteligheten og for å dekke last i perioder der mikronettet er frakoblet distribusjonsnettet [22].

HOMER Energy kan være et verdifult og effektivt verktøy ved fastlegging av alternativer, men ettersom den videre blir benyttet som en svart boks og ikke tar pålitelighet og nettstruktur med i analysen, forsvinner mye nyttig informasjon [58]. Blant annet tilgjengelig informasjon og påvirkning av investeringstidspunkt og gyldighet for alternativ blir begrenset ved bruk av dette programmet.

Mikronett er ikke størrelsesmessig definert, men det kan være naturlig å begrense produksjonsenheter til maksimal effekt lik definert grense for småskala kraftverk, som vil si 10 MW [11].

4.4 Analyse av langsiktig kraftbalanse

I dette trinnet prognoseres energiproduksjon i alternativene for hele analyseperioden. Langsiktig kraftbalanseanalyse bør utføres, i den forstand at det undersøkes for langsiktig aggregert energi, eksempelvis årlig energibalanse. Alternativene som ikke tilfredsstiller krav forkastes eller modifiseres. Nødvendig data som må fremskaffes:

- Utarbeidede karakteristiske profiler for eksisterende nettpunkt

4.4.1 Utarbeide produksjonsprognose

Ut fra teknologien til de nye alternativene utarbeides prognoser for fremtidig produksjon, deterministisk eller stokastisk. Metode for å estimere er ulik for forskjellige produksjonskilder.

Det kan prognoseres for ulike scenarioer og sesonger. For å forenkle prosessen kan det da sees på et typisk sommer- og vinterdøgn, eventuelt kortere perioder, for eksempel ei uke for å bemerke variasjonen i produksjon.

4.4.2 Evaluere årlig energi- og effektbalanse

Årlig kraftbalanse og hvor mye kapasitet som eventuelt må installeres for å dekke årlig energietterspørsel evalueres. Det prognoserte årlige energibruket og produksjonspotensialet kan gi en pekepinne på om kombinasjoner av produksjonsteknologier burde undersøkes grundigere. Regnestykket forenkles ved å neglisjere tap og dynamisk variasjon gjennom året.

Uttrykker kraftbalansen i et isolert mikronett i (4.1). Produksjon innenfor systemgrensene må årlig være større enn last, som dermed grunngir om alternativet kan dekke den totale årlige energietterspørselen. Formelen presenterer kravet som må overholdes for å kunne føres videre til neste trinn. Dersom uttrykket ikke oppfylles må ytterligere kraftproduksjon installeres. Gyldigheten bør undersøkes for hvert stadiet for lastendring i analyseperioden.

$$\sum_{i=1}^n W_{i,prod} - \sum_{i=1}^n W_{i,last} \geq 0 \quad (4.1)$$

der W symboliserer energi for time i av årets $n = 8760$ timer.

For et tilknyttet mikronett stilles samme krav, at kraftbalansen skal oppfylles. Når nettet driftes normalt kan mikronettet også utnytte importert energi fra overliggende nett, i situasjoner der intern belastning er høyere enn produksjon.

Timene med topplast må kunne dekkes av forsyning fra overliggende nett og lokal produksjon til sammen, som uttrykt i (4.2).

$$P_{produksjon} + P_{nett} - P_{last} \geq 0 \quad (4.2)$$

der P symboliserer maksimal effektbehov over et år.

Kriteriet bør også oppfylles under øydrift, der leddet med effekt fra distribusjonsnettet tas bort. For isolert mikronett bør formelen uten effekt fra distribusjonsnett oppfylles for hvert laststadiet.

Som en del av den iterative prosessen forkastes eller modifiseres alternativer som ikke overholder krav, og tilfredsstilte alternativer videreføres til mer detaljert analyse av energibalansen på timebasis.

4.5 Analyse av kortsiktig kraftbalanse

Formålet er å undersøke kraftbalansen på kort sikt, dvs. med hensyn på timelige variasjoner i last og produksjon. Lovende teknologier fra foregående trinn vurderes for å undersøke hvilke alternativer som kan dekke områdets energietterspørsel på timebasis. Inkluderer fleksibiliteten ved styring av lavprioriterte laster. Informasjon som må fremskaffes:

- Mulighet for frakting av eventuelt drivstoff
- Informasjon om lagringsteknologier

4.5.1 Evaluere timelig energi- og effektbalanse

Det skal vurderes om produksjonen i området kan dekke det prioriterte forbruket på timebasis. Forenkler evalueringen og antar at fleksibel last kan styres til perioder der produksjonen er større enn forbruket. Prioriterte laster kreves dekket det tidspunkt det etterspørs.

For å videreføre et alternativ bør prioritert last dekkes for hver av årets timer i , som satt opp i (4.3). Et isolert mikronett bør oppfylle denne forutsetningen for de fleste timer, og et tilknyttet mikronett i øydrift må overholde den i en forhåndsdefinert periode etter ikke-planlagt frakobling.

$$W_{i,prod} - W_{i,pri} \geq 0 \quad (4.3)$$

der W symboliserer energi i time i , for produksjon og prioritert etterspørsel.

Differansen mellom produsert og forbrukt energi bør være positiv på generell basis, men negativt resultat kan forsvares ved installasjon av regulerbare produksjonsenheter eller energilagringseenheter, som undersøkes i neste trinn .

Implementering til verktøy

Pseudokode for evaluering av energibalansen presenteres i algoritme 2, der energiunderskudd blir registrert, og kan dekkes av drift av for eksempel et diesellaggregat. Algoritmen kan implementeres i MATLAB eller et annet program.

Algoritme 2: Evaluere timelig energibalanse.

Resultat: Underskudd i energibalanse [kWh], Flyttet fleksibel last [kWh]

```
for alle produksjonalternativ gjør
  for alle timer i analyseperioden gjør
    Beregne energibalanse i aktuell time.
    hvis energibalanse < 0 så
      hvis prioritert forbruk > produksjon så
        Flytte alt fleksibelt forbruk.
        Registrere energiunderskudd.
      eller
        Flytte fleksibelt forbruk som ikke blir dekket.
      slutt
    slutt
  slutt
  Summere underskudd som skal dekkes av aggregatdrift.
  Summere total flyttet fleksibel last.
slutt
```

Det er vanskelig å forutse når et avbrudd skal inntreffe for et tilknyttet mikronett, og om produksjonen er tilstrekkelig på akkurat dette tidspunktet, som fører analysen videre til neste punkt.

4.5.2 Kartlegge behov for regulerbar energi og lagring

Basert på analysen i sist punkt kartlegges behovet for energilagring og regulerbare produksjonsenheter. Disse kan generere energi i perioder der belastning er høyere enn tilgjengelig energikapasitet. Hovedformålet til en energilagringseenhet er å kompensere for ubalansen i effektbehovet [53]. Størrelse energikapasitet kan tilpasses iterativt etter formålet man ønsker å oppnå og krav som skal tilfredsstilles.

Behovet avhenger av ønsket forsyningssikkerhet og hvor mye man er villig til å betale ekstra for å øke den. Det vil ikke være samfunnsøkonomisk rasjonelt å overdimensjonere produksjon- og lagringseenheter, som hevdet i Olje- og Energidepartementets energiutredning fra år 2012 [59]:

Forsyningssikkerheten vil aldri bli 100 prosent. Det ville kreve urimelig store investeringer i infrastruktur og produksjonsanlegg. Utfordringen er å finne et tilfredsstillende nivå for forsyningssikkerheten.

Behovet for installert kapasitet avhenger av lengden på perioden den prioriterte lasten estimeres å ikke dekkes av den ikke-regulerbare energiforsyningen. Dette kan estimeres numerisk ved bruk av programmer.

Ved determinering av størrelse for lagringseenhet fastsettes ingen harde krav for videreføring ettersom det i tilfeller kan være kostnadmessig gunstig å ikke dekke energibalansen fullstendig, men heller supplere med drift av aggregat eller annen regulerbar energiproduksjon for å unngå å måtte dimensjonere for worst-case-scenario.

Implementering til verktøy

Syntaks for oppladning og utladning av batteri presenteres i pseudokode i algoritme 3. Algoritmen kan implementeres i MATLAB for estimering av behov for regulerbar energiproduksjon ved installasjon av en gitt energikapasitetstørrelse for lagringssystem. Merk at det ikke er satt nedre grense for utladning av system i algoritmen og at lagringseenheten benyttes som en back-up når annen energi ikke finnes tilgjengelig.

Algoritmen presenteres på neste side.

Algoritme 3: Evaluere behov for energilagringssystem og regulerbar produksjon.

Resultat: Regulerbar energiproduksjon [kWh], Flyttet fleksibel last [kWh]

for alle produksjonsalternativ **gjør**

for alle timer i analyseperioden **gjør**

 Beregne energibalanse i aktuell time.

hvis $energibalanse < 0$ **så**

hvis $energibalanse + batterikapasitet < 0$ **så**

hvis $prioritert\ forbruk > produksjon + batterikapasitet$ **så**

 Flytte alt fleksibelt forbruk.

 Fullstendig utladning av batteri.

 Registrere energiunderskudd.

eller

 Flytte fleksibelt forbruk som ikke blir dekket.

 Batteri lades ut.

slutt

eller

 Batteri lades ut.

slutt

eller

hvis $energibalanse + batterikapasitet < maksimal\ batterikapasitet$ **så**

 Batteri lades opp.

eller

 Batteri lades fullstendig opp.

slutt

slutt

slutt

slutt

Summere underskudd som skal dekkes av regulerbar produksjon.

Summere total flyttet fleksibel last.

4.6 Økonomisk analyse av energikostnader

Reduserer antall alternativer ved å undersøke de dimensjonerende kostnadene i et mikronett; investerings- og energikostnader. Kun alternativer som er økonomisk gjennomførbare skal videreføres. Nødvendig informasjon må innhentes i forkant:

- Kostnader for produksjonsenheter
- Priser for drivstoff, energikjøp og energisalg

4.6.1 Fastlegge energikostnader

For å betrakte hele kostnadsbildet og å danne et godt sammenligningsgrunnlag for kostnadene i de ulike alternativene og i nullalternativet, undersøkes dimensjonerende kostnader knyttet til energiforbruk innenfor de økonomiske systemgrensene.

Både investering i energiproduksjonsenheter og kjøp av energi fra aktør utenfor mikronettoperatørens økonomiske systemgrenser påfører operatøren kostnader. Dette inkluderer kjøp av energi fra ekstern aktør innenfor mikronettets geografiske systemgrenser. Salg av energi produsert av mikronettets energiproduksjonsenheter vil medføre inntekter til mikronettoperatør.

Investeringskostnader er de faste energikostnadene som følge av installasjon av produksjonsenhet, som oppgis av leverandør ved anbud. I planleggingsfasen må det gjøres et anslag for kostnadene, der eksempelvis kostnadsrapport fra NVE kan benyttes [7]. For hvert alternativ estimeres kostnadsanslag for produksjonsenheter av aktuelle størrelser. Energifastkostnadene som påføres regnes interne, som gir (4.4).

$$K_{intern} = \sum K_{inv} \quad (4.4)$$

der: K_{intern} = Totale interne faste energikostnader
 K_{inv} = Faste investeringskostnader

Restverdi beregnes for investeringer som har økonomisk levetid lengre enn analyseperioden. Denne verdien godskrives for alternativene, og (4.5) kan brukes i beregninger [5].

$$B_r = B_0(1 - \epsilon_{r,L}\lambda_{r,P}) \quad (4.5)$$

der: B_0 = Nåverdien av den totale investeringskostnaden
 $\lambda_{r,P}$ = Kapitaliseringsfaktor.
 $\epsilon_{r,L}$ = Annuitetsfaktor.

Energifastkostnader er de variable energikostnadene som oppstår ved kjøp og salg av energi. Kostnadene vil være forskjellig i alternativene, og kan estimeres ved å beregne energioverføringen over mikronettets økonomiske systemgrenser. Regulerbar aggregatdrift regnes i (4.6) som en ekstern aktør ettersom drift påfører mikronettet kostnader.

$$K_{ekstern} = \sum K_{import} + \sum K_{regulerbar} - \sum K_{eksport} \quad (4.6)$$

der: $K_{ekstern}$ = Totale interne variable energikostnader
 K_{import} = Kostnader ved energiimport fra nett eller ekstern lokal aktør.
 $K_{regulerbar}$ = Kostnader ved drift av regulerbar energiproduksjon.
 $K_{eksport}$ = Inntekter ved energiimport fra nett eller ekstern lokal aktør.

Utgangspunktet for energioverføring for nullalternativ og opprettede produksjonsalternativer er det samme, men med ulik grad av produksjon og lagringskapasitet. Presenterer algoritmer for to strategier for energibruk. Algoritmene fungerer for isolerte og tilknyttede mikronett, både med og uten lagringskapasitet. Strategi for algoritmene 4 og 5 forklares henholdsvis:

1. **Maksimalt egenforbruk.** Mikronettet vil først kjøpe energi eksternt hvis interne enheter (produksjonsinstallasjoner og batteri) ikke klarer å oppfylle energibalansen.
2. **Maksimalt lokalt forbruk.** Mikronettet vil benytte seg av intern og ekstern energiproduksjon før batteri lades ut.

Implementering til verktøy

Algoritmene kan implementeres i MATLAB eller lignende programmer for å estimere energioverføring og dermed kostnader og inntekter knyttet til energibruk til enhver tid. Tidsavhengig overføringskapasitet i eventuell POC og energikapasitet for lagringsenhet er inngangsdata til algoritmen.

For hvert steg registreres import og eksport av energi, drift av aggregat og ladestatus for lagringsenhet. Batteri representerer lagringsenhet i algoritmen og ekstern aktør er geografisk lokal i mikronett.

Algoritme 4: Kostnader ved energikjøp mikronett, strategi 1.

Resultat: Energikostnader ved kjøp fra ekstern aktør og drift av aggregat [kr].

for *hver time* **gjør**

hvis *intern produksjon* \geq *forbruk* **så**

 Forbruke energi produsert internt.

 Batteri lades opp hvis overskudd (maksimalt til kapasitetsgrense).

 Overskuddsenergi dumpes eller eksporteres (maksimalt kabelkapasitet).

eller hvis *produksjon internt + batterikapasitet* \geq *forbruk* **så**

 Intern energikapasitet dekker forbruk.

 Batteri lades ut.

eller hvis *produksjon internt, eksternt + batterikapasitet* \geq *forbruk* **så**

 Intern energikapasitet forbrukes.

 Batteri lades ut fullstendig.

 Underskudd i energibehov dekkes av ekstern aktør.

eller hvis *produksjon internt, eksternt + batterikapasitet + nett* \geq *forbruk* **så**

 Intern energikapasitet forbrukes.

 Batteri lades ut fullstendig.

 Tilgjengelig ekstern produksjon benyttes.

 Underskudd i energibehov dekkes ved import.

eller

 Intern produksjon forbrukes.

 Batteri lades ut fullstendig.

 Ekstern energi importeres.

 Maksimal kabelkapasitet utnyttes ved import.

hvis *prioritert forbruk* $>$ *tilgjengelig energikapasitet* **så**

 Drift av aggregat for forsyning av prioritert forbruk.

 Flytte ikke-forsynte fleksibelt forbruk.

slutt

slutt

slutt

Definere energipriser.

for *hver lastfase* **gjør**

 | Beregne total energikostnad ved energipris og energibalanse.

slutt

Algoritme 5: Kostnader ved energikjøp mikronett, strategi 2

Resultat: Energikostnader ved kjøp fra ekstern aktør og drift av aggregat [kr].

for *hver time* **gjør**

hvis *intern produksjon* \geq *forbruk* **så**

 Forbruke energi produsert internt.

 Batteri lades opp hvis overskudd (maksimalt til kapasitetsgrense).

 Overskuddsenergi dumpes eller eksporteres (maksimalt kabelkapasitet).

eller hvis *produksjon internt, eksternt* \geq *forbruk* **så**

 Intern energikapasitet forbrukes.

 Ekstern lokal produksjon benyttes.

eller hvis *produksjon internt, eksternt + batterikapasitet* \geq *forbruk* **så**

 Intern energikapasitet forbrukes.

 Ekstern lokal produksjon forbrukes.

 Batteri lades ut.

eller hvis *produksjon internt, eksternt + batterikapasitet + nett* \geq *forbruk* **så**

 Intern energikapasitet forbrukes.

 Ekstern lokal produksjon forbrukes.

 Batteri lades ut fullstendig.

 Energi importeres.

eller

 Intern produksjon forbrukes.

 Ekstern energi importeres.

 Batteri lades ut fullstendig.

 Maksimal kabelkapasitet utnyttes ved import.

hvis *prioritert forbruk* $>$ *tilgjengelig energikapasitet* **så**

 Drift av aggregat for forsyning av prioritert forbruk.

 Flytte ikke-forsynt fleksibelt forbruk.

slutt

slutt

slutt

Definere energipriser.

for *hver lastfase* **gjør**

 | Beregne total energikostnad ved energipris og energibalanse.

slutt

4.6.2 Økonomisk rangering

Total energikostnad summeres for hvert alternativ og rangeres etter økonomisk gunstighet. Den økonomiske analysen kan gjøres ved bruk av programmet DYNKO, som optimerer og anbefales beste investeringsplan og -alternativ. Inngangsparametre for optimaliseringen vil i dette tilfellet være investeringskostnader og variable energikostnader for hvert stadie med lastendring, beregnet i foregående trinn.

De mest gunstige alternativene videreføres til ytterligere analyse, og resten forkastes eller føres tilbake til start for modifisering.

4.7 Fastlegge struktur for mikronett

I dette trinnet skal alternativer med forslag til mikronettstruktur fastlegges, som innebærer posisjonering av elementer og valg av arkitektur. Informasjon som må fremskaffes i forkant:

- Eksisterende nettstruktur og infrastruktur
- Lokasjon for ny belastning

4.7.1 Nullalternativ

Nullalternativ defineres av REN som teknisk nettløsning, og kan være dagens nett og eventuelt nye laster som tilknyttes i løpet av analyseperioden. Tilstand og gyldighet bør undersøkes for eksisterende nett [5]. I situasjoner der dagens nett ikke regnes som et mulig alternativ, for eksempel i situasjoner der det ikke eksisterer infrastruktur eller der lover og forskrifter ikke overholdes, kan etablering eller oppgradering av tradisjonelt kraftnett være nullalternativ.

4.7.2 Alternativer for mikronett

Mikronettalternativer konstrueres med plassering av de dimensjonerte produksjonsenhetene og eventuelle nye laster. For hvert alternativ fastsettes spenningsnivå.

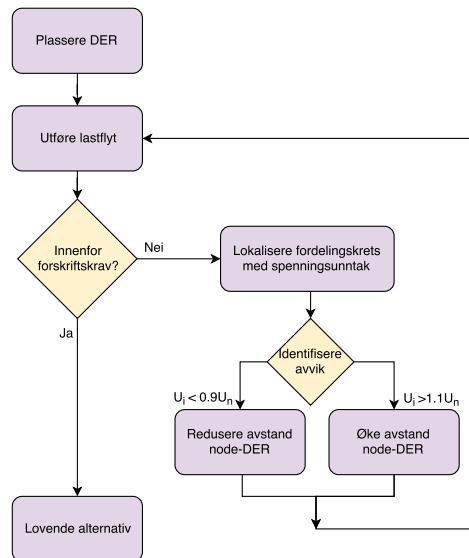
Lokasjon til produksjonsenheter kan være forhåndsbestemt ved at den avhenger av å være lokalisert en spesifikk plass for tilgang på energiresurs. Plassering av de ulike komponentene i et mikronett kan også være avgjørende for om tekniske krav oppfylles. Dimensjonerende aspekter å ta hensyn til i beslutningen om plassering er blant annet:

- Overføringskapasitet for eksisterende infrastruktur.
- Forskriftskrav for spenningsvariasjoner.
- Kostnader for medfølgende installasjoner.

Prosessen med å fastlegge struktur for mikronett krever en systematisk fremgangsmåte for å finne optimal posisjon. For å fastlegge mikronettstruktur som overholder krav kan optimeringsalgoritmer benyttes for å unngå tidkrevende prosesser. Eventuelt kan *fit-and-forget* utøves, som er en passiv fremgangsmåte for å finne optimal lokasjon [60].

I *fit-and-forget*-fremgangsmåte finnes optimal lokasjon for enhet, der prosessen initieres ved å plassere enheten ved intuitivt gunstigste punkt, for eksempel i PCC, en svak radial eller ved prioritert last. Forslag for fremgangsmåte for plassering av enhetene illustreres i flytskjema på figur 4.6, der stegene for lastflyt følger den overordnede systematikken og tilbakeføringssti.

Videre kan mikronettstruktur fastlegges med utgangspunkt i forskjellige formål. Eksempelvis optimerer en rekke forskningsartikler lokasjon for produksjonsenheter med formål om å minimere tap, avbrudd eller maksimere profitt [61].



Figur 4.6: Flytskjema for *fit-and-forget*-plassering av DER-enheter.

Plassering av produksjonsenhet

For å tilfredsstille krav om spenningsnivå har lokasjon av energiproduksjonsenhet stor innvirkning, og installasjonene bør derfor plasseres optimalt for å levere energi med forskriftsmessig god kvalitet. Dynamisk programmering (DP) med et eller flere formål kan være en god metode for å finne optimal lokasjon av distribuerte energikilder. [62] presenterer en metode for å finne optimal mikronettstruktur med formål om å maksimere forsyningssikkerheten, der algoritme er benyttet for planlegging av mikronett ved eksisterende infrastruktur og fra bar bakke. Optimal lastflyt utføres med formål om å minimere tap og avbrudd, der resultat bekrefter at linjer og kabler nært generatorer må dimensjoneres større enn linjer lenger borte.

Søke-algoritmer kan også finne optimal plassering ut fra flere formål (multiobjective programming), der optimering av eksempelvis tapsreduksjon, spenningsprofil, avbrudd og linjebelastning kan gi effektiv planlegging. Optimal lokasjon av distribuert produksjon i et distribusjonsnett hevdes i [63] å være i det knutepunktet i området hvor flest grener tilknyttes. Overført til mikronett vil dette tilsvare PCC eller annen sentral samleskinne med høyt antall stier.

Programmering for å finne optimalt knutepunkt for tilknytning er tidsbesparende. *Fit-and-forget* er tidkrevende, men ved mangel på verktøy eller tid til å utvikle et verktøy, kan installasjon tas utgangspunkt i typiske allokeringer:

1. Samleskinne med flest grener
2. POC eller PCC
3. Ytterst i radial med lavt spenningsnivå

Plassering av lagringsenhet

I følge [64] avhenger plassering av lagringsenhet av type lagringsteknologi. Lagringsenhet med høy energistørrelse vil fordelaktig optimalt allokeres i nærheten av energikrevende nettkunder eller høyt belastede nettstasjoner. Likedan kan energilagringssenhet fordelaktig plasseres ved varierende fornybar energiproduksjon for å utjevne spenningsfluktuasjoner. Simuleringer i [35] bekrefter at et batteri plassert i samme knutepunkt som solcelleinstallasjon regulerer spenningstoppene som kan oppstå ved maksimal produksjon eller produksjon høyere enn forbruk.

Basert på [65] vil plassering av lagringssystemer ytterst på en radial i et distribusjonsnett redusere tapskostnader. Det er også grunn til å tro at systemet kan bidra til å øke spenningsnivå ytterst i radialer ved å tilføre energi ved lav produksjon og høy belastning, som kan forårsake lavt spenningsnivå.

På bakgrunn av ulike hypoteser for intuitiv optimal plassering av lagringssystemer kan det være interessant å utføre tekniske analyser for følgende scenario i et mikronett for å komme frem til den mest gunstige plasseringen:

1. Ved varierende fornybar energiproduksjon
2. POC eller PCC
3. Ytterst i radial med lavt spenningsnivå
4. Ved lasttyngdepunkt
5. Ved regulerbar energiproduksjon

Implementering til verktøy

Struktur for mikronett med laster og dimensjonerte produksjonsenheter implementeres i lastflytprogram, for eksempel i nettinformasjonssystemet NETBAS fra Powel. Flere modeller kan opprettes med ulik plassering av produksjonsenheter.

4.8 Teknisk analyse av alternativ

Formål er å undersøke om de aktuelle alternativene for mikronett er mulige å gjennomføre med utgangspunkt i forskrifter og krav. For dette steget forutsettes:

- Tilgang til simuleringsprogram for lastflyt

Tekniske analyser som utføres i en planleggingsfase er typisk lastflyt-, kortslutnings-, pålitelighets- og risikoanalyser, som kan belyse utfordringer i mikronettet [22, 5]. Analysene gjør det mulig å sammenligne alternativene teknisk. Avhengig om alternativ tilfredsstillende krav for de tekniske analysene, videreføres det til økonomisk analyse, forkastes eller modifiseres.

I NETBAS kan det utføres avanserte simuleringer og analyser som kan belyse oppgraderingsbehov [44]. Tabell 4.1 presenterer faktorer som kan analyseres i programmet. Langsomme spenningsvariasjoner, flaskehals, manglende kortslutningsytelse og termiske overbelastninger i nettkomponenter kan derav gi opphav til nye systemalternativer for mikronett.

Tabell 4.1: Faktorer som kan undersøkes i NETBAS [9, 10].

Analysere	Krav	Fremgangsmåte
Spenningskvalitet	$U = U_n \pm 10\%$	Lastflytanalyse
Kortslutningsstrøm	$I_{k2}'' > 0.5kA$	Kortslutningsanalyse
Avbruddskostnad	$KILE < X \text{ kr}^*$	Pålitelighetsanalyse

*bestemmes av mikronettoperatør

Resultater fra analysen bør settes opp oversiktlig i en matrise med ✓ eller ✗ avhenging av om alternativene tilfredsstiller krav i gitte scenario [5]. Kan da utelukke alternativer som ikke holder mål, eventuelt sette spesifikke krav for drift av produksjonsenheter.

4.8.1 Lastflytanalyser

Stasjonære lastflytanalyser anbefales å utføres for alle produksjonsenheter med penetrasjonsgrad over 0.01 [11]. Spenningskvalitet og termisk belastningsgrad avhenger av forbruk, produksjon og posisjonering av enhetene. Tilstanden for strukturene vil således være ulik for stadier i lastutviklingen der lasten endres. For å unngå unødvendige simuleringer kan tilfellet med høyest grad av last og produksjon være utgangspunkt for analyse, som representerer mest ekstrem driftssituasjon. Forslag til scenarioer som bør undersøkes ved planlegging av tradisjonelt kraftnett er presentert i tabell 4.2.

Tabell 4.2: Typiske lasttilfeller simulert i lastflytanalyser [11].

Lasttilfelle:	Forkortelse:	Lastuttak i % av maks. last	Innmating i % av maksimum aktiv effektproduksjon
Tunglast med lav produksjon	TLLP	100 %	0 %
Tunglast med høy produksjon	TLHP	100 %	100 %
Lettlast med lav produksjon	LLLP	15 – 25 %	0 %
Lettlast med høy produksjon	LLHP	15 – 25 %	100 %

Mikronett med mulighet for selvforsyning ved lokale energikilder og installerte laststyringssystemer har et annet utgangspunkt for kraftflyt. Tunglasttilfellet forkortet TLLP vil ikke danne like ekstreme tilstander som i tradisjonelt kraftnett. Dette er som følger av at lokale regulerbare energikilder kan driftes og at fleksibel last kan flyttes ved mangel på energi til forsyning av prioriterte laster. TLLP vil følgelig simuleres med 100 % av maksimal prioritert last med dekning fra regulerbar energikilde. Tilsvarende vil gjelde for effektinnmating ved LLLP. For lasttilfeller med 100 % effektproduksjon vil regulerbar energienhet ikke driftes.

Høy grad av lokal energiproduksjon kan danne høye spenninger, og i et isolert mikronett uten tilgang på energilagringssystem må energien dumpes hvis den er overflødig forbruket. Med lagringssystem vil derimot energien lagres ved overskudd, simulert som en last. Motsatt tilføres energien til mikronett ved underskudd.

Nye lasttilfeller tilføres for mikronett med energilagringssystemer, presentert i tabell 4.3 som TLLPB og LLHPB. B er forkortelse for batteri, men spenningssimuleringene begrenses ikke til denne typen lagringssystem. For LLHPB lades batteriet opp og simuleres som en last, og i TLLPB tilfører batteri effekt for maksimalt prioritert forbruk.

Tabell 4.3: Lasttilfeller simulert i lastflytanalyser for mikronett med lagringssystem.

Lasttilfelle	Forkortelse	Lastuttak	Innmating batteri
Tunglast med lav produksjon	TLLPB	100 % av maks pri.	100 % av maks pri.
Lettlast med høy produksjon	LLHPB	15-25 % av maks last	-100 % av overskudd*

*fra fornybar energikilde etter forsyning av laster.

Uttrykk for døgnlige og årlige spenningsvariasjoner gis henholdvis i (4.7) og (4.8), der de mest ekstreme variasjonene i mikronett med eller uten lagringssystemer er dimensjonerende. I (4.7) benyttes tidspunkt for lavest og høyest belastning innenfor et døgn på vinter eller sommer avhengig av hva som er dimensjonerende. For årlig spenningsvariasjon i (4.8) benyttes maksimal og minimal verdi for spenningsnivå gjennom hele året. Høyest termisk belastning oppstår i lasttilfellet TLHP, og bør ikke over lengre perioder være over 80 % av merkeytelse, markert med gult i NETBAS.

$$\Delta U_{24t} = \frac{U_{LLHP} - U_{LLL P}}{U_{LLL P}} \quad (4.7)$$

$$\Delta U_{\text{år}} = \frac{U_{LLHP} - U_{TLLP}}{U_{TLLP}} \quad (4.8)$$

der: ΔU = Høyest spenningsvariasjon i løpet av et døgn eller år.

ΔU_{LLHP} = Spenning ved lav last og høy produksjon, typisk kl.10.

$\Delta U_{LLL P}$ = Spenning ved lav last og lav produksjon, typisk kl.03.

ΔU_{TLLP} = Spenning ved tunglast og lav produksjon, typisk kl.10.

En fremgangsmåte for å utføre oversiktlige lastflytanalyser i NETBAS med formål om å undersøke spenningskvalitet og termiske belastninger presenteres punktvis:

1. Laste inn aktuelt nett i *Nettanalyse*-modul (koble brytere ol.)
2. Sette ny svingmaskin innad i mikronettet, gjerne i PCC.*
3. Endre laster i nettet i tråd med etablert lastutvikling.
4. Opprette ulike modeller for posisjonering av enheter i mikronett.
5. Skalere belastning og produksjon for tung- og lettlasttilfelle.
6. Utføre lastflyt for de ulike lasttilfellene i hver modell.
7. Registrere spenninger i knutepunkt.
8. Registrere høyt belastede komponenter i scenario TLHP.
9. Evaluere tilfredsstillelse av kvalitetskriterier.

(*ved isolert mikronett)

Basert på resultater fra analysen kan alternativer videreføres eller det kan lages nye alternativer med nye løsninger for nettstruktur, netttiltak eller oppdaterte posisjoner for komponentene i mikronettet.

4.8.2 Kortslutningsanalyser

Fokus på estimering av feilstrømmer og anvendelsene er som oftest rettet mot prosjektering og detaljdimensjonering av anlegg og innstillinger av vern, og kan etterlates til prosjekteringsfasen hvis det ikke ansees svært aktuelt eller begrensende for planleggingen [5].

Tilknytting av produksjonsenheter kan føre til endrede kortslutningsstrømmer, og feil på tilknyttet avgang bør analyseres for alle produksjonsenheter. For enheter med høy penetrasjonsgrad, som er tilfelle i et mikronett, bør det også undersøkes for feil i stasjon, avganger og overliggende nett (hvis det er tilknyttet), også for situasjoner ved høy last [11]. Basert på kartleggingen av kortslutningsstrømmer vurderes vernoppgraderinger og økte kostnader som følge av dette.

Kortslutningsstrømmer estimeres for forskjellige feil (trepolst kortslutning, topolst kortslutning, jordfeil, o.l.) [5]. Forskjellige faktorer er interessante å undersøke for forskjellige komponenter [46]:

- Anlegg: Momentane feilstrømmer.
- Kabler: Maksimal 1 sekunds kortslutningsstrøm.
- Overstrømsvern/sikringer: Kortslutningsstrøm ift. vern-/sikringskarakteristikk.
- Nettstyrke: Stasjonær kortslutningsimpedans eller -ytelsen.

4.8.3 Pålitelighetsanalyser

Overordnede mål med pålitelighetsanalyser er å evaluere kraftsystemets, en anleggsdels eller komponenters evne til å utføre sin tiltenkte funksjon [5]. En metodikk for pålitelighetsanalyse for radielle kraftnett er RELRAD-metoden, som tar utgangspunkt i feil på hver anleggsdel [5].

Beregninger gjøres ved stasjonær Markovprosess med parametrene feilfrekvens λ og reparasjonstid r . Ved informasjon om topologi og bryterfunksjoner kan leveringspåliteligheten til ulike lastpunkt beregnes. Dette gjøres for alle anleggsdeler, og bidragene til lastpunktene pålitelighetsindekser summeres [5].

Distribusjonsnett drives oftest radielt, og er som regel bygget opp med muligheter til omkopling og reserveinnmating fra andre radialer [66]. Strømforsyningen ved avbrudd i seriekoblede linjer vil da kunne bli forsynt med det som kalles reserveforsyning, som vil omkobles til å være parallellkoblet traséen som forsyner normalt. Normal- og reserveforsyning og bør derfor også undersøkes ved lastflytanalyse for overholding av krav under nettplanlegging.

Parametre for analyse kan implementeres i lastflytprogrammer, og avbruddssimulering kan kjøres i *Avbruddsrapporterings*-modul i NETBAS.

4.8.4 Risikoanalyser

Ved evaluering av risiko skal sannsynlighet for at en uønsket hendelse kan opptre, samt konsekvensene vurderes [46]. Risiko defineres ofte som muligheten for at det faktiske resultatet avviker fra det forventede resultatet [5]. Westhagen omtaler tre typer risiko i et prosjekt, forbudet med produktansvar, gjennomførbarhet og økonomisk [67]. Risiko beregnes som i (4.9).

$$\text{Risiko} = \text{Sannsynlighet} \times \text{Konsekvens} \quad (4.9)$$

REN-blad 8064 gir veiledning til sjekkliste for risikovurdering, og lister opp tilfeller som bør sjekkes i prosjektering av nettanlegg. De viktigste kriteriene som inkluderes i risikovurderingen ved planleggingen av mikronett er leveringspålidelighet, levetid, person- og anleggssikkerhet [46]. REN-blad 8000 belyser også viktigheten av stabil energiforsyning til kunder med spesielle behov eller prioriterte laster. Riktig plassering av anlegg vil kunne påvirke risikoen, og risiko kan minimeres ved for eksempel å plassere aggregat nært kritisk last [46].

Parametrene kan settes opp i risikomatrise for oversikt over størrelsen og påvirkningen av risikoene.

4.9 Økonomisk analyse av nettoppgradering

Nødvendige tiltakspunkt beregnes i et økonomisk perspektiv, der oppgraderings-, taps- og avbruddskostnader tas i betraktning for de aktuelle alternativene. For sammenligning av løsninger for mikronett kan kostnader av samme orden for samtlige alternativer neglisjeres i analysen. Nødvendig informasjon for å utføre økonomiske beregninger trengs:

- Kostnad for nettkomponenter
- Parameterverdier for avbruddskostnader, hyppighet og varighet.
- Tap under tung last og høy produksjon i de ulike mikronett.

4.9.1 Etablering av kostnader ved nettoppgradering

Tilleggs-kostnader ved nettoppgradering funnet i de tekniske analysene kan finnes som estimer i kostnadskataloger i REN planbok eller i erfaringsbaserte kostnadsgrunnlag fra tidligere prosjekt [5].

4.9.2 Etablering av taps- og avbruddskostnader

Avbruddskostnader er et samlebegrep som uttrykker sluttbrukers kostnader ved avbrudd. Årlig forventet avbruddskostnad for rapporteringspunktet estimeres ved formel 4.10. I NETBAS kan $k_{P,ref} * P_{ref}$ beregnes ved hjelp av avbruddssimulering under døgnetts høyeste KILE-sats, som vil for en time si en ukedag i januar kl 10. *Avbruddsrapportering*-modulen kan benyttes til å finne totale KILE-kostnader i timen for feil på den aktuelle komponenten.

$$K_{avbrudd,\text{år}} = \lambda k_{P,ref}(r) f_{K,P} P_{ref} \quad (4.10)$$

der: $k_{P,ref}$ = Årlig gjennomsnittlig spesifikk avbruddskostnad [kr/kW].
 λ = Gjennomsnittlig antall avbrudd pr. år for rapporteringspunktet.
 r = Gjennomsnittlig avbruddsvarighet [t/feil].
 $f_{K,P}$ = Korr. faktor for årlig gjennomsnittlig spesifikk avbruddskostnad.
 P_{ref} = Gjennomsnittlig belastning over året [kWh/h].

Muligheten for autonom drift i et mikronett kan redusere forventede avbruddskostnader. De kan også øke, for eksempel i alternativer der mikronettet fullstendig frakobles overliggende nett.

Tapskostnader representerer tap i overføringen av elektrisk energi, og kan beregnes ved formel 4.11:

$$K_{tap} = (k_p + k_{wekv} T_t) \Delta P_{maks} = k_{pekv} \Delta P_{maks} \quad (4.11)$$

der: k_p = Kostnad av maksimale effekttap (tunglast) [kr/kWår].
 k_{wekv} = Ekvivalent årskostnad av energitap [kr/kWh].
 k_{pekv} = Ekvivalent tapskostnad referert tapenes årsmaksimum [kr/kWår].
 T_t = Brukstid for tap [timer/år].
 ΔP_{maks} = Maksimale effekttap ved tunglast [kW].

Et mikronett tilkoblet overliggende nett vil ha overføringstap ved tilknytting. Et isolert mikronett vil ikke ha disse tapene, og endringer i tapskostnader kan dermed være tapskostnader forbundet med tilknytting til overliggende nett. Tapskostnader kan også endres ved integrering av distribuert produksjon og endret nettstruktur.

Implementering til verktøy

For implementering i DYNKO er det viktig å inkludere stadier der last eller produksjon blir endret samt det året tilkobling til overliggende nett fases ut for endring i energitilførsel.

Den økonomiske analysen kan optimere nettoppgraderingsalternativ ved bruk av programmet DYNKO, som eksisterer for dette formål. Investeringskostnad samt tap- og avbrudd for hvert stadie for endring i last, produksjon eller tilknytting implementeres i programmet som kostnad eller mengde [kWh]. Optimeringen resulterer i anbefaling av optimalt investeringsår for nettoppgradering.

4.10 Økonomisk analyse og optimalisering

Evaluerer i dette trinnet de forskjellige alternativene i et økonomisk perspektiv, med formål om å minimere samlede kostnader. Optimale investeringsruter med gyldige alternativer evalueres og rangeres. Usikkerheten ved den økonomiske analysen tas i betraktning. Kun informasjon oppnådd ved utførte planleggingsanalyser trengs.

4.10.1 Beregning av tiltakspunkt

Samlede kostnader analyseres over analyseperioden for alle tiltak med tidspunkt for iverksetting i betraktning [5]. Ved forenklet samfunnsøkonomisk analyse vurderes følgende kostnader [47, 5]:

- Estimerte investeringskostnader
- Endring i driftskostnader
- Endring i forventede avbruddskostnader
- Endring i tapskostnader
- Eventuell restverdi

I samfunnsøkonomisk analyse inkluderes alle typer investeringer. De vil trolig utgjøre den største utgiftsposten for et mikronett, og er allerede beregnet i tidligere trinn. Endring i drifts-, taps og avbruddskostnader er også tidligere beregnet, og tas med i beregning. Vedlikeholdskostnader er mindre viktig [47].

4.10.2 Rangering av planer

Formålet om å planlegge og investere i det mest gunstige mikronett-prosjektet krever validering med målsetning. Overordnede målsetning der samfunnsmessig rasjonell nettdrift forutsetter minimering av kostnader brukes som rangeringskriterium [16], gitt i målfunksjon (4.12).

$$\min K_{tot} = K_{intern} + K_{ekstern} + \sum K_{tap} + \sum K_{avbrudd} \quad (4.12)$$

der: K_{tot} = Totale kostnader over hele analyseperioden.

K_{intern} = Totale interne faste energikostnader

$K_{ekstern}$ = Totale interne variable energikostnader

K_{tap} = Kostnader ved tap.

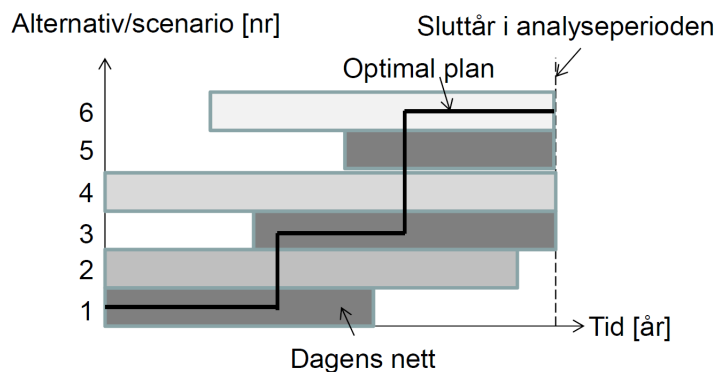
$K_{avbrudd}$ = Kostnader ved forventede avbrudd.

Ved rangering av alternative løsninger anbefaler NVE å bruke nyttekostnadsbrøken. Mest nytte per krone gjennom hele prosjektlevetiden finnes ved å beregne forholdet mellom nåverdi inntekt og kostnad. Rangerer alternativene med kriterier [5]:

- Et prosjekt er lønnsomt dersom nettonåverdi (NNV) > 0
- Dersom det skal velges mellom flere gjensidig utelukkende prosjekter, er prosjektet med størst positiv nåverdi mest fordelaktig.

Andre metoder for å rangere prosjektalternativ beskrives i REN planbok (annuitets- og internrentemetoden) [5]. det kan også være interessant å rangere alternativene etter energikostnad, kostnad per kWh.

Optimalt alternativ for investering er ikke nødvendigvis gyldig hele analyseperioden, og en optimal reiserute kan derfor settes opp i graf, som vist i figur 4.7 [5].



Figur 4.7: Optimal plan for investering [5]

4.10.3 Vurdering av usikkerhet

For å belyse følsomhet i resultat av den samfunnsøkonomiske analysen bør sensitivitetsanalyser og scenarioanalyser utføres. Endring i sentrale parametere og forutsetninger som har høy sannsynlighet og konsekvens forbundet med avvik er mest interessant å studere. Undersøker da lønnsomheten i et pessimistisk anslag av faktorer [5].

4.11 Samlet vurdering

Analyseresultat vurderes og det skal legges frem forslag til mikronett basert på informasjon om økonomi og teknisk gjennomførbarhet funnet i analyser.

4.11.1 Forslag til valg av plan

Basert på analysen skal et eller flere forslag til løsning for mikronett legges frem til beslutningstaker, eventuelt til videre grundigere analyse før prosjektering, med for eksempel dynamiske analyser og valg av spesifikke nettkomponenter. Vurderingen er basert på økonomi, teknisk gjennomførbarhet innenfor systemrestriksjoner og prosjektets målsetning.

Samlet vurdering inneholder vurdering av de lovende alternativene for alle scenarioer, som sammenlignes med drift av nullalternativ.

4.11.2 Sluttdokumentasjon

Sluttdokumentasjon er av verdi for videreføring av kunnskap. Den kan brukes som veiledning til neste mikronettplanlegging og som beslutningsgrunnlag under prosjektets gang. Kan inneholde følgende [67]:

- Oppsummering med forutsetninger
- Analysedokumentasjon
- Planleggingsrapport
- Fremdriftsplan

Kapittel 5

Eksemplifisering av systematikk

Dette kapitlet tar for seg et reelt eksempel for planlegging av mikronett for å eksemplifisere og verifisere den presenterte systematikken, og for å belyse spesielle aspekter, bemerke mangler eller overflødige analyser i metodikken. Situasjonen på Utsira er oppdatert med nye forutsetninger, med blant annet ny belastning fra effektkrevende aktører og mulig ny storskala energiproduksjon på 15 MW. Eksisterende kraftnett er eid av Haugaland Kraft Nett. Nettselskapet ønsker anbefaling av løsning for mikronett på Utsira, og resultat av denne analysen vil dermed kunne bidra til kartlegging og beslutning i et reelt prosjekt. Belyst av eksempelet besvares følgende punkt fra problemstillingen.

- Hvordan kan topologi og utnytting av fleksibilitet påvirke mikronettet?
- Hvordan kan mikronett være et samfunnsøkonomisk alternativ til tradisjonell oppgradering av kraftnett?

Forenklinger

Følgende forenklinger har blitt gjort for effektiv gjennomgang av eksempel:

1. Eksemplifiserer ved å utgangspunkt i to fornybare energikilder: sol og vind.
2. Forenklet deterministisk overslag av energiproduksjon.
3. Antar at lastadministrasjon er tilgjengelig hos alle kunder.
4. Batteristrategi: tilfører lokal energi før ekstern energitilførsel betraktes.
5. Ingen driftskostnader for oppladning og utladning av batteri.
6. Batteriet har 100 % virkningsgrad, dvs. lades opp og ut med samme energi.
7. Forenklende kostnadsoverslag med data fra REN planbok.
8. Enerpris konstant lik gjennomsnittlig spotpris 2017.
9. Økonomiske beregninger utført med diskonteringsrente på 4,5 %.

5.1 Etablering av forutsetninger

5.1.1 Målsetning og kriterier

Overordnet målsetning: Planlegge mikronett på Utsira med minimering av kostnader for samfunnsøkonomisk energiforsyning til øysamfunnet. Herunder skal miljøutslippene minimeres med mål om høy fornybarandel og utsikt mot å bli nullutslippskommune innen 2020 [68].

Spesifikke kriterier for prosjektet:

- Forsyne all prioritert energibehov.
- Oppfylle årlig energibalanse ved energiproduksjon fra fornybare energikilder.
- Tilfredsstillende lovpålagte forhold, se rammevilkår i vedlegg C.
- Overholde krav til kvalitet og funksjonalitet. Haugaland Kraft opererer med tommelfingerregel der grense er satt til 3 og 4 % for henholdsvis døgnlig og årlig spenningsvariasjon i høyspent fordelingsnett. For å tilfredsstillende krav i FoL må langsomme spenningsvariasjoner hos enhver nettkunde være innenfor +/- 10 % av avtalt spenningsnivå [9].
- Samfunnsøkonomisk rasjonelt prosjekt i henhold til forskrifter fra NVE [45].

Begrensninger i prosjektet:

- Kostnadsramme: Rimeligere eller tilsvarende tradisjonell nettoppgradering.
- Utsira fyrstasjon, gårdsanlegg, kirkested og bosetningsområde er fredet for bygging [69]. Ingen kulturminner hindrer utbygging av mikronett, men kan være begrensende for utbygging av produksjonsenheter.

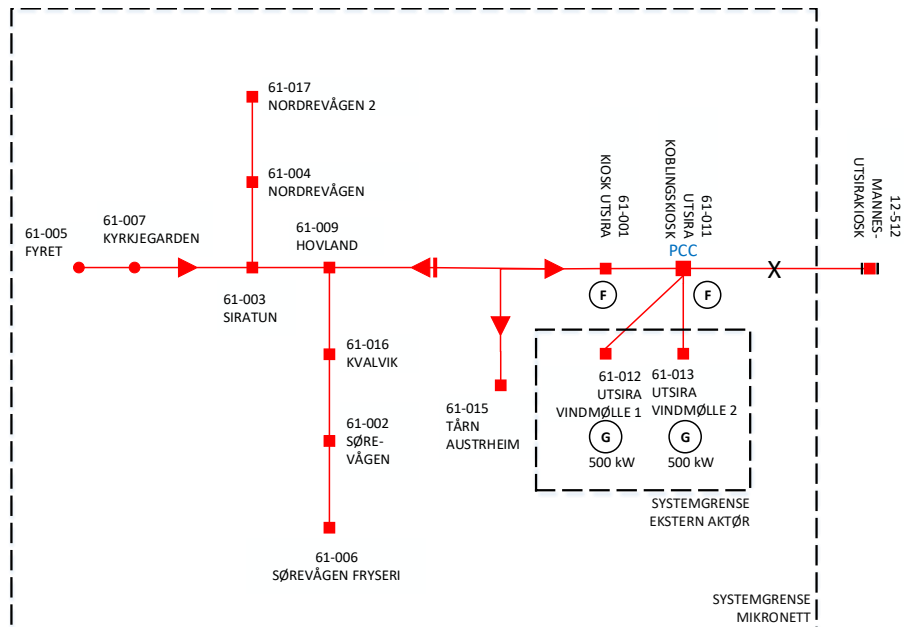
5.1.2 Analyseperiode

Anslått gjenstående levetid på eksisterende sjøkabel ut til Utsira er 15 år, frem til år 2033. Komponenter i mikronettet vil typisk ha levetid på 15-25 år. Benytter dermed analyseperiode på 30 år, fra år 2019 til 2049.

5.1.3 Systemgrenser og eksisterende nett

Systemgrenser: Mikronettet vil være naturlig avgrenset til å inkludere hele øya med maksimalbelastning på 1 MW og drift av to vindmøller som tilsammen maksimalt yter 1,2 MW. Det skilles mellom konserninterne og -eksterne installasjoner. Vindmøllene er eid av ekstern aktør Solvind, og vil dermed defineres konsernekstern.

Systemgrenser er som i stilisert enlinjeskjema i figur 5.1, der nye installasjoner for produksjon tilegnes mikronettet, som defineres systemgrense for konsern. Tilknytningspunkt (POC) til overliggende nett er der hvor sjøkabel i dag ankommer øya. Naturlig felles tilkoblingspunkt (PCC) vil finne sted i 61011 ved at vindmøllene allerede er tilkoblet her. Tilkoblingen til overliggende nett vil kunne driftes i ca. 15 år til. Deretter forutsettes beslutning om man vil drifte et isolert eller tilkoblet mikronett, eventuelt forholde seg til tradisjonell nettplassering og oppgradere eksisterende sjøkabel. Eventuell sjøkabel inkluderes innenfor mikronettsystemgrenser.



Figur 5.1: Stilisert enlinjeskjema av isolert Utsira Mikronett

Eksisterende nett: Fra trafostasjonen på Utsira dimensjonert til 750 kVA transformerer spenningen fra 22 kV ned til 11 kV. Fordelingsnettet er blandet luftlinje og kabelnett, og i følge informasjon i NETBAS er mesteparten av nettet dimensjonert til 24 kV (driftes på 11 kV). Under befaring på Utsira 26.juli 2017 ble det besøkt sju kiosker, der samtlige koblingsanlegg var dimensjonerte for 24 kV. Det er dermed grunn til å tro at resten av kioskene på Utsira er planlagt med tanke på mulighet til å endre distribusjonsnettet til å driftes på 22 kV. Oppgradering av ca. 1 kilometer 11 kV-nett fjerner også utgiftene ved nyinvestering av det som i dag er en overbelastet trafostasjon på Utsira.

Tilstand: På grunn av ugunstige spenningsvariasjoner ved høy andel vindkraftproduksjon begrenses produksjonen i dag til 1 MW. I tillegg har lastflytanalyser bekreftet at situasjonen på øya i dag ikke er optimal. Belastningsgrader ved tunglast er funnet ved lastflytanalyse i NETBAS, og tabell 5.1 bekrefter situasjonen med overbelastede toviklingstransformatorer i begge ender.

Tabell 5.1: Belastningsgrader i transformatorer under tunglast.

Eide T2	Utsira T2
105 %	137 %

Situasjonen i verste lavspenningstrafokrets overholder ikke krav til spenningskvalitet:

- Døgnlig spenningsvariasjon på 5,6 %.
- Årlig spenningsvariasjon på 13,4 %.

5.1.4 Eksisterende planer for området

Presenterer kjente planer om etablering og oppgradering for området:

- Settefiskanlegg v/Utsira Laks krever ca. 1 MW effekt ved fullskala utbygging.

- Elektrisk ferje krever ca. 3-4 MW effekt ved direkte ladning. Eventuelt lavere effekt ved kombinasjon med batteri, der konstant opplading på 350-700 kW antas tilstrekkelig.
- Oppgradering eller eventuell fjerning av Utsira transformatorstasjon. Ved fjerning må distribusjonsnettet oppgraderes fra 11 til 22 kV.
- Innen år 2033 må ny sjøkabel legges, eventuelt må Utsira kobles fra overliggende nett til å bli et isolert mikronett.

5.1.5 Kartlegge energipotensial

I følge Energi- og klimaplan fra år 2015 er utgangspunktet for energiproduksjon på Utsira lovende for vind-, bølge- og tidevannsenergi [68]. Utvikling av bølge- og tidevannsteknologi gjenstår fortsatt, men det finnes pågående prosjekter og det forventes at mikronettet på Utsira i fremtiden kan benytte denne teknologien. Bioenergi er ikke bærekraftig pga. lav virkningsgrad ved forbrenning av annet enn avfall, og at denne type biobrensel må fraktes til øya (kraftig vind og lite areal gir lav vekst) [68].

Velger å eksemplifisere metodikken ved å undersøke to fornybare energikilder, vind- og solenergi, samt dieseldrevet aggregat som kan erstattes av fornybart alternativ hvis reduksjon i investeringskostnad med tida tillater det. Estimerer av energiproduksjon er oppsummert i tabell 5.2 og består av følgende kilder:

Ikke-regulerbare fornybare energikilder:

- Vindkraft: Stort potensiale på Utsira. Solvind har søkt konsesjon for utbygging av 15 MW vindkraft, som forutsetter ny sjøkabelinstallasjon. Det er søkt om årlig produksjon på 45 GWh [70].
- Solenergi: Dersom hele øya dekkes av solcellepanel kan det i teorien installeres 500 MW solceller. Installasjon begrenses økonomisk i denne oppgaven til 20 MW. Beregninger av energiproduksjon gjøres ved bruk av PVWatts [71]. Med standardverdier for solceller estimeres total årlig energi til omlag 13,5 GWh.

Regulerbare energikilder:

- Aggregat: Mulig drift av dieselaggregat avhenger av tilførsel av drivstoff fra land. Tar utgangspunkt i aggregat på 1 MW, som vil tilsvare 1,25 MVA ved effektfaktor på 0,8. Ved kontinuerlig drift (8760 timer i året) vil det kunne produsere 87,6 GWh. Aggregatet kan økes proporsjonalt etter behov, med effektkapasitet tilsvarende prioritert effektbehov opprundet til 1,3 MW.
- Batteri: I følge [8] vil et batteri i distribusjonsnettet typisk ha størrelsesorden 0,1-100 MWh. Batteri på Utsira vil dermed avgrenses til maksimalt 100 MWh.

Tabell 5.2: Produksjonspotensial på Utsira

Teknologi	Installert kapasitet	Maksimal produksjon	Status
Vind	15 MW	45 000 MWh	Konsesjonssøknad [70].
PV	20 MW	13 537 MWh	Ingen konsesjon.
Dieselaggregat	2 MVA	87 600 MWh	Ingen konsesjon.
Batteri	3 MW, 100 MWh	Avhengig av produksjon.	Ingen konsesjon.

5.1.6 Klassifisering av mikronett

Undersøker tre scenarioer for mikronett, isolert, nettilknyttet, og det som i dette eksempelet defineres semi-isolert mikronett. Disse sammenlignes sluttvis mot økonomiske kostnader ved tradisjonell oppgradering av kraftnett med reinvestering av sjøkabel.

1. **Isolert mikronett.** Driftes frakoblet overliggende nett fra starten av analyseperioden, som vil si fra år 2019.
2. **Semi-isolert mikronett.** Utnytter sjøkabelens potensial så lenge som mulig, med drift av sjøkabel frem til år 2033, da det isoleres fra overliggende nett.
3. **Nettilknyttet mikronett.** Driftes tilkoblet overliggende nett, og kan forsynes fullstendig fra fastland hele analyseperioden. Oppgradering med ny sjøkabel forutsettes (satt til år 2033).

5.2 Analyse av last og produksjon

5.2.1 Fastlegge eksisterende last og produksjon

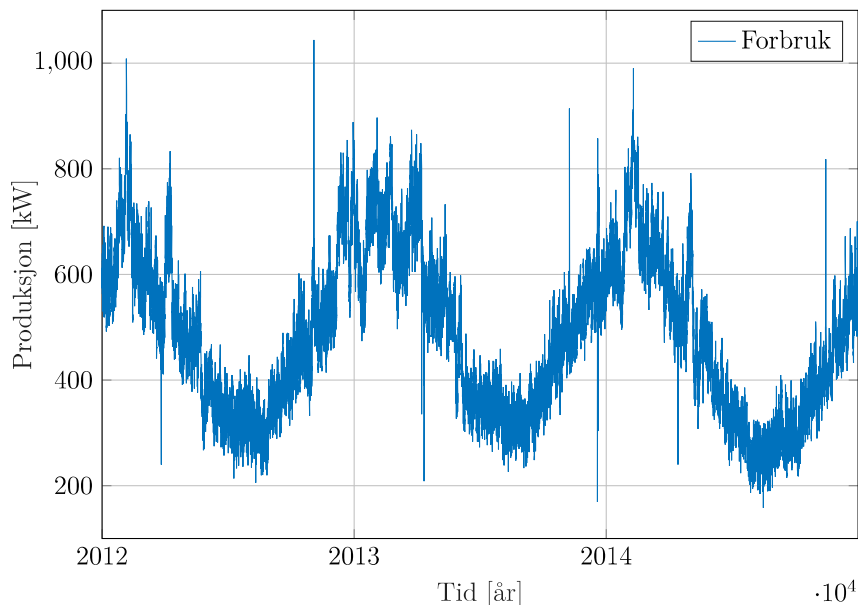
I perioden år 2012-2017 er datagrunnlaget for eksisterende nettkunder overordnet godt. I tabell 5.3 presenteres hvilken informasjon om energiforbruk og -produksjon i området som er tilgjengelig. For sluttbrukergrupper med ✓ eksisterer timelige dataverdier for aktuelt årstall, der * representerer beregning fra målinger av andre sluttbrukere. Kun sluttbrukere av størst skala er ført opp i tabellen. Abonnenter representeres ikke individuelt, men forenklet aggregert i sluttbrukergrupper.

Tabell 5.3: Tilgjengelig data for eksisterende sluttbrukere.

	Beskrivelse	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Forbruk	Totalt Utsira	✓	✓	✓			
	Varesalg	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Omsetning	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Offentlige bygninger	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Husholdning		*	*			✓
Produksjon	Vindkraft	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Nyetablering	Settefiskanlegg				✓	✓	✓
	Elektrisk ferje						

Lastprofiler

Presenterer data for total eksisterende last på Utsira med utgangspunkt i år 2013 til 2015 i figur 5.2. Datagrunnlaget er begrenset for husholdningskunder. Husholdninger står for over 60 % av forbruket, men på grunn av at AMS-målere ble installert i slutten av år 2017, finnes kun et par måneder med tilgjengelige timeverdier. Benytter dermed høyspentmålinger fra sensor i tilknytningspunktet for øya (POC), samt data fra resterende sluttbrukere i år 2013 og 2014 for å estimere timelig forbruksmønster for husholdninger.

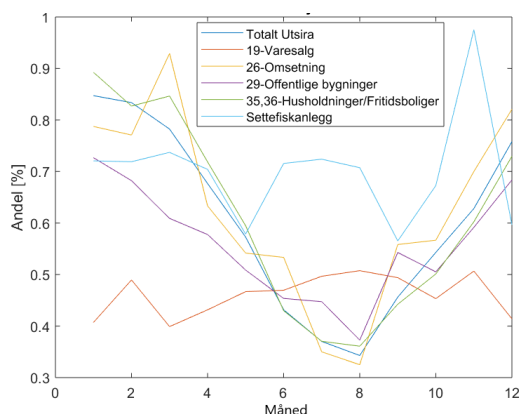


Figur 5.2: Totalt forbruk på Utsira 2012-2014.

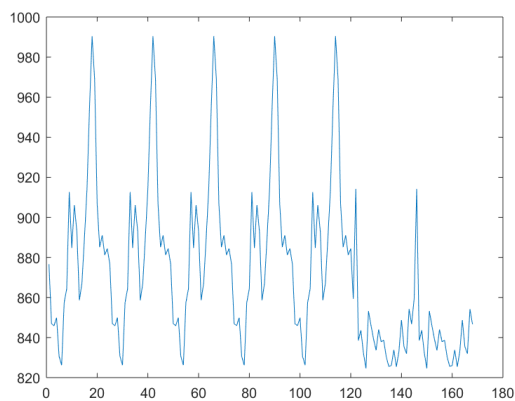
Dataverdier for *energi nett* representerer total etterspørsel på øya, og for hver time beregnes total energi for sluttbrukergruppene 35 og 36 aggregert i sluttbrukerkategori husholdning, som i (5.1).

$$W_{husholdning} = W_{nett} - W_{19} - W_{26} - W_{29} \quad (5.1)$$

Benytter funksjon i MATLAB til å estimere karakteristiske lastprofiler for aggregerte sluttbrukergrupper. Disse presenteres i vedlegg F. Tilsvarende benyttes MATLAB for å estimere årsprofiler for sluttbrukergruppene plottet i figur 5.3a. Karakteristisk ukeprofil for totalt forbruk på Utsira i maksimalt belastet måned er plottet i figur 5.3b. Ser av ukeprofil for total last på Utsira at forbruket er høyere i en typisk ukedag sammenlignet med en helgedag.



(a) Årsprofiler for sluttbrukergrupper.

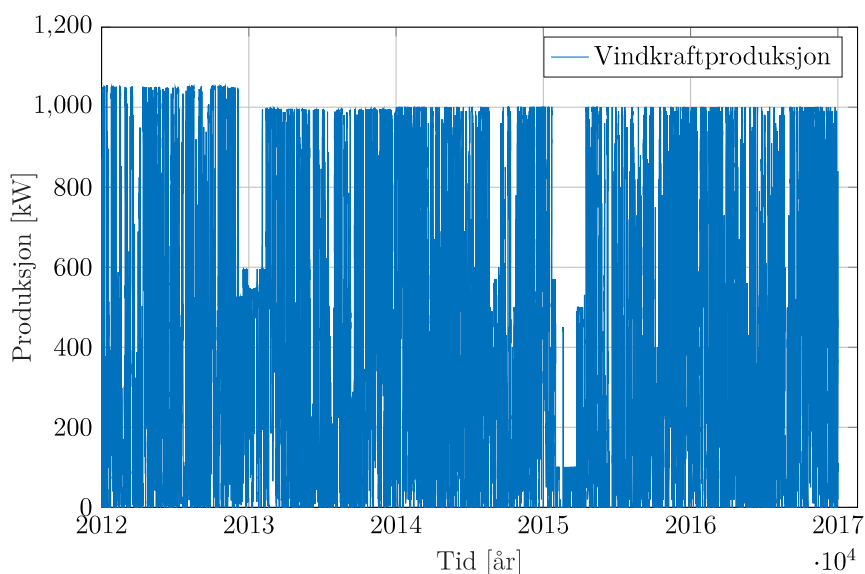


(b) Ukeprofil total last.

Figur 5.3: Karakteristiske profiler for laster på Utsira.

Produksjonsprofiler

Timeverdier for de to eksisterende vindmøllene er tilgjengelig fra år 2012 frem til i dag. Historisk vindproduksjon for år 2012-2017 er fremstilt grafisk i figur 5.4. Energiproduksjon bestemmes i denne oppgaven deterministisk, og som figuren illustrerer er det ingen klare sesongvariasjoner for vindkraft, med unntak i to produksjonsdipper i januar 2013 og 2015. Observerer at begrensninger for vindkraftproduksjon ble iverksatt i år 2013.



Figur 5.4: Vindkraftproduksjon Utsira 2012-2017.

5.2.2 Utarbeide last- og produksjonsprognoser

For å begrense omfanget og kompleksiteten undersøkes kun tilfellet uten systematisk lastendring. Eventuelle lastendringer kan undersøkes i sensitivitetsanalysen. Ved hjelp av MATLAB prognoseser stokastisk forbruk for sluttbrukerene på Utsira gjennom hele analyseperioden.

Eksisterende nettkunder, EN

Ut fra estimerte forbruksprofiler presentert i figur 5.3 prognoseres lasten for alle årene i analyseperioden. Maksimalt totalt forbruk er på 1 MW og 4,25 GWh årlig.

Settefiskanlegg, SA

Forbruksprofil for settefiskanlegget på Utsira estimeres ved historiske forbruksdata fra lignende anlegg i tilsvarende geografisk beliggenhet. Har timeverdier fra år 2015 til 2017, der første byggetrinn forventes å variere med lignende karakteristikk og størrelse. Antar to år med drift av anlegg i første byggetrinn før fullskala utbygging til byggetrinn 3. Forbruket til anlegget prognoseres med forventning om å øke proporsjonalt med byggetrinn. Maksimalt energi- og effektbehov er fremstilt i tabell 5.4.

Tabell 5.4: Forbruk i ulike byggetrinn av settefiskanlegget.

	Byggetrinn 1	Byggetrinn 2	Byggetrinn 3
Maksimal effekt	300 kW	600 kW	900 kW
Årlig energiforbruk	1 411 MWh	2 823 MWh	4 234 MWh

Elektrisk ferje, EF

Induksjonsladeren til den elektriske ferja skal forsynes gjennom et batteri. Dette batteriet må kunne levere effekt til ferjeoppladning på 3-4 MW. Batteriet kan lades opp avhengig av energibalansen eller ved konstant effekt på 700 eller 350 kW. Kun scenario med konstant opplading på 700 kW er undersøkt i dette eksempelet. Batteriet medregnes ikke i eksempelet, men ansees et konstant effektbehov.

Produksjon vindkraft

Produksjon fra eksisterende vindmøller estimeres deterministisk fra historiske produksjonsverdier. Produksjonen vil følge variasjonene presentert for år 2013-2017 i figur 5.4, og repeteres gjennom analyseperioden.

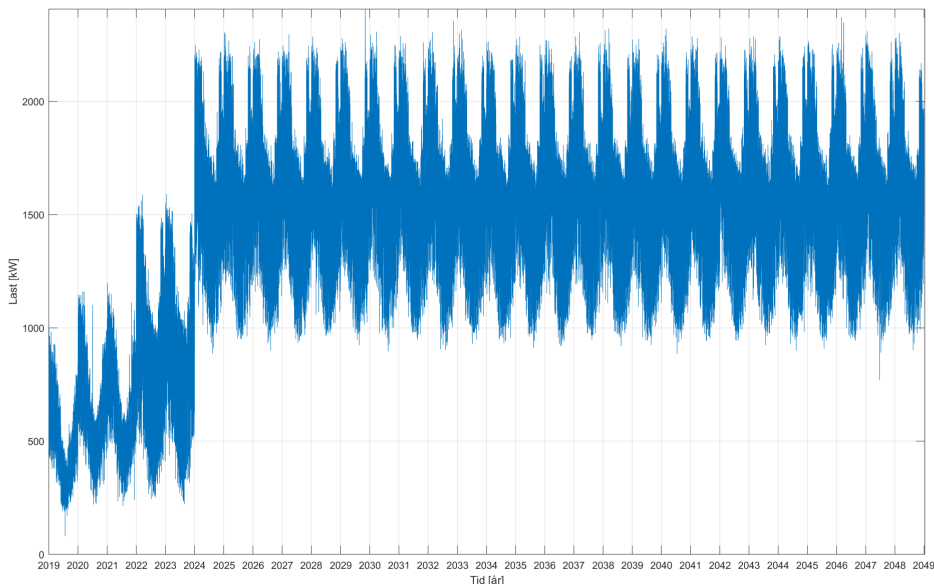
Lastutvikling

Det er ikke gitt at samtlige planlagte laster like sannsynlig etableres på Utsira. Fra flere utviklede scenarioer for fremtiden, der SA_1 og SA_3 representerer første og tredje byggetrinn for settefiskanlegget og EF_{700kW} representerer elektrisk ferje med konstant opplading på 700 kW, presenteres mest sannsynlige tidspunkt og belastninger for lastendring i tabell 5.5. Eksisterende nettkunder, EN , angir grunnbelastning for utviklingen av forbruket.

Stokastisk lastprognose for antatt lastutvikling presenteres grafisk i figur 5.5.

Tabell 5.5: Årlig belastning for ulike tidspunkt i lastutviklingen.

Årstall	Årlig belastning [MWh]	Maksimal belastning [kW]	Forklaring
2019	4 249	1 000	EN
2020	5 658	1 160	$EN + SA_1$
2022	12 697	1 590	$EN + SA_3$
2024	20 301	2 250	$EN + SA_3 + EF_{700kW}$



Figur 5.5: Lastutvikling år 2019-2049.

5.2.3 Klassifisering av laster

Ettersom det ikke finnes historiske sanntidsmålinger for spesifikke belastninger på Utsira forenkles last til å modelleres konstant. De fleksible og prioriterte lastene er modellert i MATLAB, numerisk oppsummert i tabell 5.6. Prioritert forbruk hos nettkunder noteres med negativ verdi.

- **Settefiskanlegget:** Er avhengig av konstant energitilførsel for drift av oksygentilførsel, føring, vannoppvarming og -gjennomstrømning for settefiskens velferd og helse [72]. Sluttbrukeren modelleres dermed med en konstant andel prioritert last som alltid skal kunne forsynes. For første byggetrinn antas prioritert last lik 80 kW. I tider med lavere etterspørsel vil prioritert forbruk settes lik etterspørsel. Flexibiliteten til anlegget endres proporsjonalt med byggetrinnene, som i byggetrinn 3 tilsvarer 240 kW.
- **Varehandel:** Basert på gjennomsnittlig årlig last og antakelse om at sluttbrukeren kan karakteriseres som *forretning*, og derav at 25 % av lastforbruket går til oppvarming og VVB, gjøres et overslag til 6 kW fleksibelt forbruk [73, 74].
- **Elektrisk ferje:** Opplades med fullstendig prioritert forsyning for normal drift på øya. Hele lasten på 700 kW er dermed prioritert.
- **Omsetning:** Flexibiliteten antas lik som for *varehandel*, som vil si 6 kW

fleksibel last per kunde til enhver tid.

- **Offentlig administrasjon:** Karakteristikken estimeres lik et *kontorbygg*. Som beskrevet i rapport [74] vil 31 % av forbruket gå til romoppvarming og 5 % til oppvarming av tappevann, tilsammen 35 %. Dette estimeres til å tilsvare rundt 4 kW.
- **Husholdning/Fritidshus:** VVB og romoppvarming regnes fleksible, og med utgangspunkt i figur 4.5 vil romoppvarming kreve dobbelt så mye effekt som VVB [73, 4]. Forenkler og antar dermed konstant romoppvarming på 4 kW. Sommert estimeres hver husstand å ha 6 kW fleksibel last til enhver tid.

Tabell 5.6: Antatt forbrukerfleksibilitet på Utsira.

Sluttbruker	Antall	Fleksibel last	Total fleksibilitet
01 - Fiske (settefisk)	1	-80 kW	-80 kW
19 - Varehandel	1	6 kW	6 kW
21 - Elektrisk ferje	1	-700 kW	-700 kW
26 - Omsetning	3	6 kW	18 kW
29 - Offentlig	13	4 kW	52 kW
35 - Husholdning	90	6 kW	540 kW
36 - Hytter	6	6 kW	36 kW

5.2.4 Kvalitetssikring av data

Driftssentralen i Haugaland Kraft noterer i enkelte tilfeller verdien 0 eller ingen verdi ved gjentakende verdier i høyspentmåler. Følgende justeringer utføres på datasettet:

- Verdi 0 → Siste verdi (Unntak for produksjon)
- Ingen verdi → Siste verdi
- Unormal verdi → Interpolere verdi

5.3 Fastlegge produksjonsalternativ

5.3.1 Nullalternativ

Nullalternativet er dagens situasjon med prognosert lastutvikling og energiproduksjon fra eksisterende vindmøller. Ingen ekstra energiproduksjon er inkludert i dette alternativet, og prioriterte laster blir forsynt ved drift av dieselaggregat dersom det ikke blir dekket av eksisterende installasjoner eller forsyning via sjøkabel.

Optimeringsanalyse med tradisjonell oppgradering er utført i DYNKO med investerings- og energikostnader som inngangsdata. Finner optimalt investeringsår for ny sjøkabel til å være i år 2023, da årlige kostnader ved drift av aggregat overskrider annuitetskostnader ved investering i sjøkabel. Sjøkabelen dimensjoneres 2,5 MW for å dekke lastbehovet ved nyetableringer på øya.

5.3.2 Alternativer for produksjon

Med utgangspunkt i energipotensialet på Utsira opprettes ulike kombinasjoner av energiproduksjonsenheter. 35 alternativer med forskjellige kombinasjoner av kapasitetsstørrelser for sol- og vindkraftproduksjon opprettes. Produksjonen antas å øke proporsjonalt med verdier for 100 kW installasjon, og multipliseres for tilpassing til installert effektstørrelse. Kombinasjonene er satt opp i tabell 5.7, der 0 er nullalternativ og spenn i effektkapasitet for produksjonsalternativer er som følger:

- Vindkraft: 0-15 MW
- Solkraft: 0-10 MW

Tabell 5.7: Kombinasjon av produksjonsenheter.

Prod.Alt.	Vind					PV				
	500 kW	1 MW	5 MW	10 MW	15 MW	100 kW	500 kW	1 MW	5 MW	10 MW
0										
1						X				
2							X			
3								X		
4									X	
5										X
6	X									
7	X					X				
8	X						X			
9	X							X		
10	X								X	
11	X									X
12		X								
13		X				X				
14		X					X			
15		X						X		
16		X							X	
17		X								X
18			X							
19			X			X				
20			X				X			
21			X					X		
22			X						X	
23			X							X
24				X						
25				X		X				
26				X			X			
27				X				X		
28				X					X	
29				X						X
30					X					
31					X	X				
32					X		X			
33					X			X		
34					X				X	
35					X					X

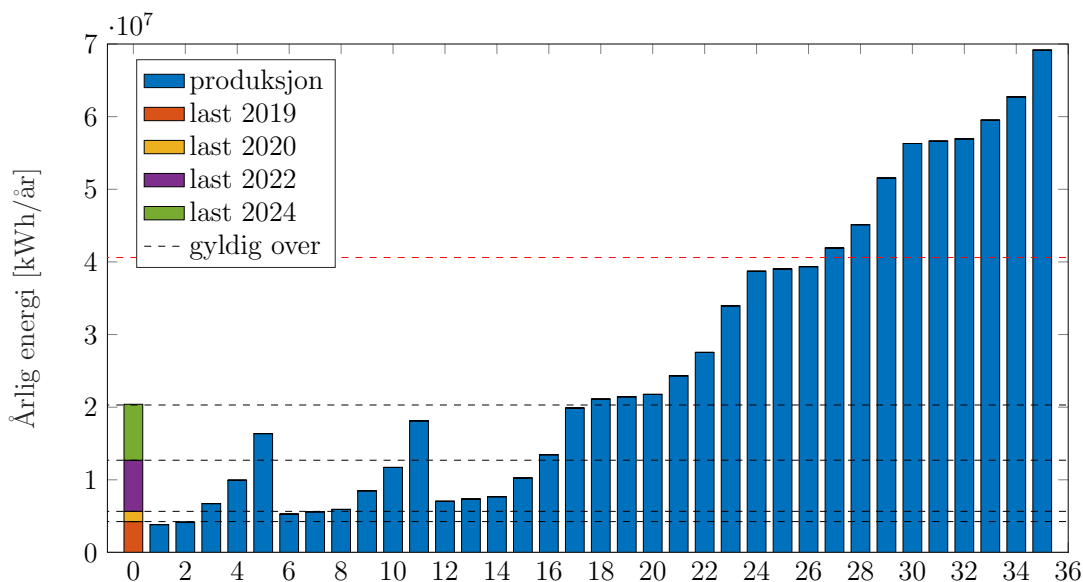
5.4 Analyse av langsiktig kraftbalanse

5.4.1 Utarbeide produksjonsprognose

Produksjonen estimeres deterministisk for alle alternativene i analyseperioden. Energi produsert av vindmøller forenkles dermed til å variere i takt med historiske time-data. Samme gjelder for solenergi, med data fra PVWatts [71].

5.4.2 Evaluere årlig energi- og effektbalanse

Funksjon i MATLAB estimerer årlig energibalanse, og gyldig tidsperiode for de ulike alternativene illustreres grafisk i figur 5.6. Første bar representerer belastningen i de ulike fasene i lastutviklingen, og de blå barene representerer årlig fornybar energiproduksjon for produksjonsalternativene. Alternativene er gyldige der produksjonsbaren er høyere enn de svarte stiplede linjene, som representerer energibehov ved stadier for lastendring presentert i tabell 5.5.



Figur 5.6: Grafisk evaluering av årlig energibalanse ved produksjonsalternativer.

Eksempelvis kan det leses av histogrammet at alternativ nummer 16 (bar nummer 17 fra venstre) er gyldig i perioden år 2019 til 2023, men at den årlige energibalansen ikke tilfredsstilles ved belastning i år 2024 og utover, etter etablering av effektkrevende elektrisk ferje med kun prioritert belastning. Alle alternativene med mer enn 5 MW vind (fra alternativ 18 og opp) vil derimot tilfredsstille den årlige energibalansen under hele analyseperioden, og kan videreføres som mulig sluttresultat.

Mindre produksjonsinstallasjoner kan være gyldige frem til endring av last som gjør at baren ikke passerer den svarte stiplede linja for det aktuelle stadiet. Installasjonen kan likevel gjennom tiden ved en overgangskostnad sammensettes med en annen produksjonsenhet og danne en investeringskombinasjon som oppfyller krav om fornybar dekning av energibehov. Sluttkombinasjonen vil følgelig utgjøre et gyldig alternativ. Viderefører dermed alternativer som tilfredsstiller energibalansen frem til år 2022. Rød stiplet linje representerer årlig energiproduksjon lik dobbelt av maksimalt forbruk. I et isolert mikronett vil overskuddsenergi dumpes, og stor investering bidrar dermed ikke til mye nytte.

5.5 Analyse av kortsiktig kraftbalanse

5.5.1 Evaluere timelig energi- og effektbalanse

Timelig energibalanse beregnes i MATLAB. Som følge av at det til tider ikke er verken sol eller vind, og derav ingen energiproduksjon, vil selv alternativet med høyest installert effekt ikke forsyne all prioritert etterspørsel uten regulerbar energi. Går dermed direkte videre til neste steg, der hvert scenario for drift undersøkes.

5.5.2 Kartlegge behov for regulerbar energi og lagring

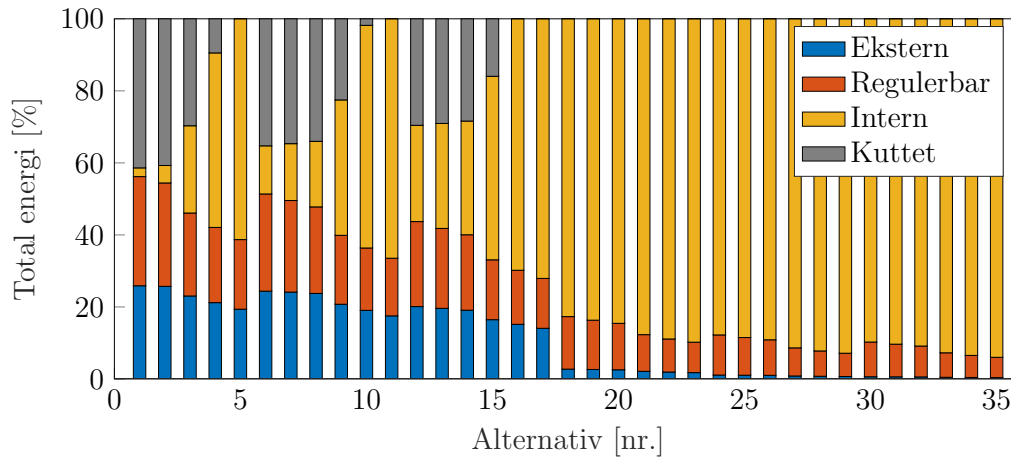
Nullalternativet vil kun ha energiforsyning gjennom eksterne lokale energikilder og overliggende nett. Ettersom optimalt investeringsår er i år 2023 vil en del av lasten måtte dekkes ved drift av regulerbar energiproduksjon, der aggregat regnes som rimeligste alternativ. Medregner at det for alle alternativer i 2019 trengs aggregat med effekt på 300 kW, og etter år 2023 en effekt på 1,3 MW for sikkert å dekke prioriterte laster. Aggregatet tilfører også dødstart-funksjon for mikronettet.

Energifordelingen i alternativene uten batteri presenteres grafisk for de ulike driftsscenarioene, aggregert for hele analyseperioden. Illustrasjon for alternativene med batterikapasitet presenteres i vedlegg G. Årlig energifordeling registreres for hvert stadiet i analyseperioden for økonomiske analyser videre i planleggingsprosessen. Illustrasjonene er forklart med ulike opphav fordelt i fargekoder. Eksport er ikke med.

- *Ekstern* (blå) representerer energi fra konsernekstern vindkraft fra Solvind.
- *Regulerbar* (rød) representerer energi ved drift av aggregat.
- *Intern* (gul) representerer energi fra lokale interne energikilder.
- *Nett* (grønn) representerer energi fra overliggende nett.
- *Batteri* (lilla) representerer energi tilført fra batteriet.
- *Kuttet* (grå) representerer flyttet fleksibel last, og pga. manglende intern produksjon i perioden “kuttet“ den. Kan forsynes ved drift av aggregat.

Scenario 1: Isolert mikronett

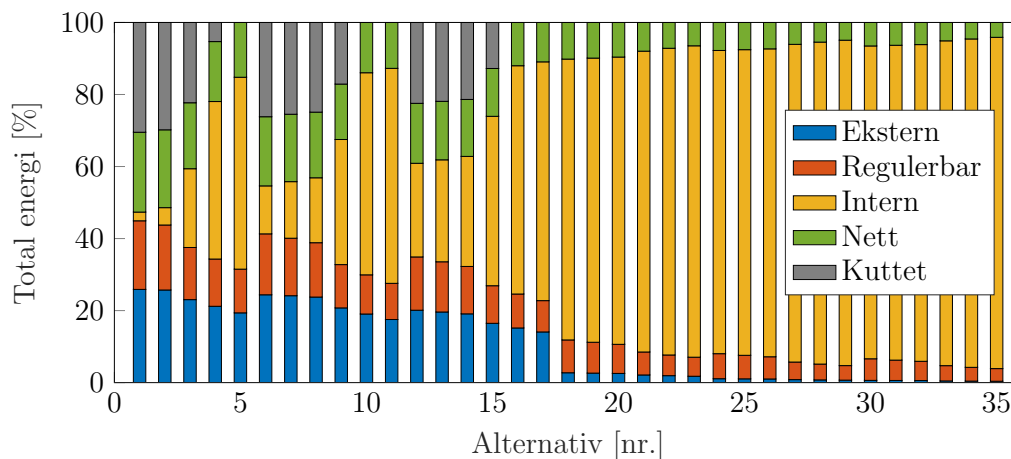
Prosentvis energiforsyning fra de ulike opphavene i isolert mikronett presenteres for hele analyseperioden i figur 5.7. Ser av figuren at alternativene med minst 5 MW vindkraft installert vil dekke en større grad av energiforsyningen internt enn foregående alternativer. Å øke installert effekt for vindkraft ytterligere vil ikke totalt bidra mye ekstra, som også antatt i forrige steg. Ser at aggregatdrift ikke reduseres mye ved å øke effekt installert, men at energikjøp fra ekstern aktør blir mindre. Alternativer der energi ikke er dekket internt har stor andel grått, definert “kuttet“.



Figur 5.7: Fordeling energiforsyning uten batteri, isolert.

Scenario 2: Semi-isolert mikronett

Figur 5.8 illustrerer fordelingen av energiforsyning ved semi-isolert mikronett. Energi fra aggregat og ekstern aktør er redusert i samtlige tilfeller sammenlignet med situasjon for isolert mikronett grunnet energi tilgjengelig fra overliggende nett.



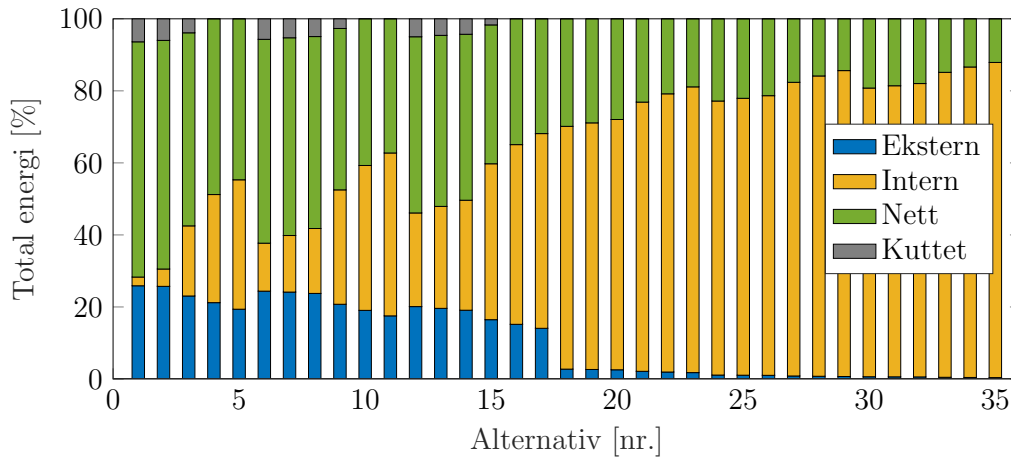
Figur 5.8: Fordeling energiforsyning uten batteri, semi-isolert.

Scenario 3: Nettilknyttet mikronett

Illustrasjon av andel energiforsyning i figur 5.9 inkluderer ingen andel regulerbar energiforsyning. Dette kommer av at energiforsyning fra overliggende nett prioriteres før aggregatdrift ettersom det er rimeligere og mer miljøvennlig. Andel energi forsynt fra overliggende nett er dermed høy i samtlige alternativer.

Alternativene som i forrige analysetrinn ble definert ikke-gyldige vil som illustrert fremdeles måtte kutte en liten del av etterspørselen. Grå andel representerer last som har blitt kuttet når kapasiteten på sjøkabel ikke dekker etterspørselen i perioden. Ved nettilknyttet mikronett trengs ikke årlig energibalanse å overholdes som ved et isolert mikronett. Behov for energi fra aggregat er redusert til null i alternativene, men den grå andelen kan forsynes ved drift av aggregat for å opprettholde energibalanse for periodene.

Fra illustrasjoner i vedlegget observeres at alternativer med høy grad intern energi-produksjon installert får større utbytte av lagringssystem.



Figur 5.9: Fordeling energiforsyning uten batteri, tilknyttet.

5.6 Økonomisk analyse av energikostnader

5.6.1 Fastlegge energikostnader

Energipris fra overordnet nett og fra ekstern aktør Solvind antas konstant lik gjennomsnittlig spotpris fra år 2017 i NO2 (Kristiansand/Sørvestlandet) [75]. Energipris for salg antas halvparten av kjøpspris. Driftskostnad for aggregat er beregnet fra dieselpriis på 16 kroner per liter, og kostnad for kutting av fleksible laster settes lik null. Implementerer dermed priser gitt i tabell 5.8 i MATLAB, der energi fra overliggende nett, ekstern vindkraftaktør og drift av aggregat medfører kostnader for mikronettoperatør, og eksport gir inntekt. Strategi for energiforsyning i algoritme 4 prioriterer lokalt energibruk fremfor import fra overliggende nett.

Tabell 5.8: Energifkostnader i kr/MWh.

Nett	Ekstern	Aggregat	Eksport
268,93	268,93	4800,00	134,46

Benytter kostnadsestimater for produksjonsenheter fra kostnadsrapport fra NVE, presentert i vedlegg B [7]. Batterikostnad estimeres lik 15 000 kr/kW og 10 000 kr/kWh fra kostnadsanslag fra ICEF presentert i samme vedlegg [8].

Nullalternativet avhenger av å kjøpe energi eksternt ettersom at det ikke finnes konserneide produksjonsenheter internt i mikronettet. Kombinasjonsalternativene består av produksjonsenheter installert internt, som legger grunnlag for inntekt for tilkoblet mikronett ved overskuddsenergi. I scenario 1 er mikronettet isolert fra begynnelsen av analyseperioden, og scenario 2 utnytter kapasitet til sjøkabel maksimalt, og isoleres fra resterende nett i år 2033. Scenarioene gir deretter ingen inntekter ved overproduksjon, som da dumpes eller lagres i eventuelle lagringssystem.

Etablerer energikostnader ved de ulike stadiene for lastendring for alle alternativene ved verdier for energiopphav som ble beregnet i foregående trinn. Verdiene implementeres som inngangsdata i DYNKO. Sammen med investeringskostnad refereres kostnader til år 2019 med diskonteringsrente på 4,5 % for å finne optimalt investeringsår og -alternativ.

5.6.2 Økonomisk rangering

Benytter scenarioene for drift av mikronett med tilhørende nummer definert i tidligere trinn (avsnitt 5.1.6) for å rangere de videreførte produksjonsalternativene. Undersøker dermed isolert, semi-isolert og nettilknyttet mikronett opp mot nullalternativet. For å holde styr på alternativene merkes driftsmodus med nummer i hvert produksjonsalternativ. Eksempelvis vil isolert mikronett få tilleggsnummer 1, der for eksempel produksjonsalternativ 20 installert i isolert mikronett vil kalles 20.0. Samme produksjonsalternativ for tilknyttet mikronett vil kalles 20.3. Samme syntaks gjelder for alle videreførte produksjonsalternativer.

Investerings- og energikostnad er inngangsdata for DYNKO. Neglisjerer dermed vedlikeholdskostnader, som ansees ikke-dimensjonerende for videreføring.

I mikronett med tilknytning til overliggende nett kan årlig energibalanse være negativ, som vil si at mikronettet har inntekt som følge av energisalg. Ettersom at det ikke er mulig å utføre beregninger med negative tall i DYNKO, redefineres nullverdi før implementering i programmet.

De økonomiske verdiene ved print av resultat fra DYNKO vil ikke være intuitivt forståelige på grunn av omdefineringen, og vil ikke dermed inkluderes i oppgaven, men heller oppsummeres i oversiktlige tabeller. De økonomiske beregningsresultatene for de anbefalte alternativene oppsummeres i tabeller for hvert scenario etter tilbakeregning til opprinnelig nullverdi etter optimering.

Nullalternativ

Energikostnader der sjøkabelinvestering kommer i år 2023 presenteres i tabell 5.9.

Tabell 5.9: Økonomi ved investering og energikjøp i nullalternativet.

<i>Alternativ</i>	Produksjon			Lagring		Kostnad [mill.kr]		
	<i>Vind</i>	<i>Sol</i>	<i>Aggregat</i>	<i>Effekt</i>	<i>Energi</i>	<i>Inv.</i>	<i>Energi</i>	<i>Totalt</i>
0	-	-	1,3 MW	-	-	18	41,6	59,6 mill.kr

Scenario 1: Isolert mikronett

Økonomisk analyse for isolert mikronett resulterer i kostnader presentert i tabell 5.10, rangert etter økonomisk gunstighet. Mest gunstige alternativ investerer i vind- og solkraft henholdsvis i år 2020 og 2033. I alternativet med batteri anbefales investering i vindkraft og batteri i år 2020, der solkraft introduseres i år 2024. Et isolert mikronett selger ikke energi til overliggende nett, og optimeres dermed normalt.

Tabell 5.10: Rangering av alternativer for isolert mikronett.

<i>Alternativ</i>	Produksjon			Lagring		Kostnad [mill.kr]		
	<i>Vind</i>	<i>Sol</i>	<i>Aggregat</i>	<i>Effekt</i>	<i>Energi</i>	<i>Inv.</i>	<i>Energi</i>	<i>Totalt</i>
20.1	5 MW	1 MW	1,3 MW	-	-	67,4	111,9	179,3 mill.kr
18.1	5 MW	-	1,3 MW	-	-	56,3	126,2	182,5 mill.kr
20.1+batt	5 MW	1 MW	1,3 MW	2,25 MW	10 MWh	180,3	95,7	276,0 mill.kr

Scenario 2: Semi-isolert mikronett

Alternativene for semi-isolert mikronett vil være rimeligere ettersom investeringene utsettes og eksisterende infrastruktur med sjøkabel utnyttes maksimalt. De første årene vil overføring av energi til overliggende nett føre til energisalg og inntekt for mikronettet. Kostnadene for de anbefalte alternativene presenteres i tabell 5.11, der rimeligste løsning anbefaler installasjon av vindkraft i år 2020 og solkraft i 2033.

Tabell 5.11: Rangering av alternativer for semi-isolert mikronett.

<i>Alternativ</i>	Produksjon			Lagring		Kostnad [mill.kr]		
	<i>Vind</i>	<i>Sol</i>	<i>Aggregat</i>	<i>Effekt</i>	<i>Energi</i>	<i>Inv.</i>	<i>Energi</i>	<i>Totalt</i>
20.2	5 MW	1 MW	1,3 MW	-	-	62,0	71,9	133,9 mill.kr
18.2	5 MW	-	1,3 MW	-	-	31,9	117,8	135,3 mill.kr
24.2	10 MW	-	1,3 MW	-	-	112,7	56,9	169,6 mill.kr

Scenario 3: Nettilknyttet mikronett

I tabell 5.12 presenteres energikostnader for anbefalte nettilknyttede mikronett, inkludert kostnad for sjøkabel på 2.5 MW installert i år 2033. Alternativ 24.3 har negative kostnader grunnet inntekter ved energisalg til nett.

Tabell 5.12: Rangering av alternativer for nettilknyttet mikronett.

<i>Alternativ</i>	Produksjon			Lagring		Kostnad [mill.kr]		
	<i>Vind</i>	<i>Sol</i>	<i>Aggregat</i>	<i>Effekt</i>	<i>Energi</i>	<i>Inv.</i>	<i>Energi</i>	<i>Totalt</i>
18.3	5 MW	-	1,3 MW	-	-	71,4	2,1	73,5 mill.kr
24.3	10 MW	-	1,3 MW	-	-	127,8	-14,6	113,2 mill.kr

Nye produksjonsalternativ

Som observert i analysene anbefales alternativ med vindkraftproduksjon systematisk. Dette som følger av at produksjonsenheten produserer mer effektivt og er rimeligere. Utarbeider dermed nye alternativ ved tilbakeføring til prosess 5.3. Modifiserer inngangsdata til DYNKO for de ulike driftscenarioene for mikronett, som rangert resulterer i anbefaling av alternativene i tabell 5.13.

Tabell 5.13: Rangering av nye alternativer, hovedsaklig vindkraft.

<i>Alternativ</i>	Produksjon			Lagring		Kostnad [mill.kr]		
	<i>Vind</i>	<i>Sol</i>	<i>Aggregat</i>	<i>Effekt</i>	<i>Energi</i>	<i>Inv.</i>	<i>Energi</i>	<i>Totalt</i>
37.3	3 MW	-	1,3 MW	-	-	47,0	4,8	51,8 mill.kr
37.2	3 MW	-	1,3 MW	-	-	31,9	117,8	149,7 mill.kr
38.1	6 MW	-	1,3 MW	-	-	62,9	128,6	191,5 mill.kr

Fra økonomisk analyse for nullalternativ i tabell 5.9 er kostnadene omlag en tredjedel av kostnaden til rimeligste løsning for isolert mikronett i tabell 5.10. Alternativ med batterisystem er nesten 100 millioner kroner dyrere enn alternativ uten, og er dermed utelukket for videre analyse. Semi-isolert mikronett er over dobbelt så kostbart som nullalternativet, men er rimeligere enn scenario med isolert mikronett. Basert på denne økonomiske analysen er det grunn til å tro at ingen av de opprettede alternativene for isolert og semi-isolert mikronett vil utgjøre økonomisk gunstige alternativ til tradisjonell oppgradering.

Nettilknyttede mikronettalternativ 37.3 og kanskje 18.3 vil derimot kunne utfordre nullalternativet økonomisk. Imidlertid ansees alternativene usikre på grunn av mulig problematisk overholding av forskrifter for spenningskvalitet. I tillegg er det kjent at hovedformålet med installasjon av mikronett på Utsira er å unngå utgiften ved oppgradering av sjøkabel. Viderefører dermed også de mest økonomisk gunstige alternativene for semi-isolert mikronett, alternativene 20.2, 18.2 og 37.2 for å illustrere resten av systematikken.

5.7 Fastlegge struktur for mikronett

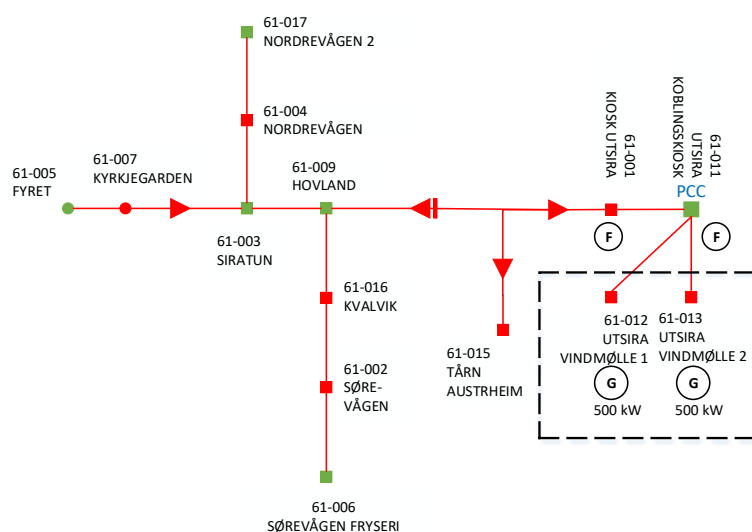
5.7.1 Nullalternativ

Nullalternativet vil være lik eksisterende nett på Utsira. Sjøkabel vil installeres i år 2023 som funnet i analyse i avsnitt 5.3.1 med samme ankomst som eksisterende sjøkabel. Dieselaggregat vil installeres i PCC (61011). Nullalternativet vil som alle alternativene for mikronett baseres på AC-struktur, der Utsira Laks tilknyttes i 61004 og elektrisk ferje tilknyttes i 61017 på primærside av fordelingstrafo (11 kV).

Som kjent fra etablering av forutsetninger, forutsetter nullalternativet nettoppgradering for å overholde spenningskvalitet. 11 kV nettet bygges om til 22 kV og transformatoren fjernes. Ytterligere oppgraderes overbelastede komponenter i nettet.

5.7.2 Alternativer for mikronett

Struktur fastlegges for de tre rimeligste produksjonskombinasjonene, i et semi-isolert mikronett. I mangel på optimeringsprogram for plassering, plasseres enhetene ved *fit-and-forget*-tilnærming, der tilsynelatende gunstige knutepunkt for tilkobling undersøkes i første rekke. De grønne knutepunktene i figur 5.10 illustrerer intuitive plasseringer for produksjonsenheter og aggregat.



Figur 5.10: Mulige posisjoner for komponentene i mikronettet.

Fra lastflytberegninger er det kjent at knutepunkt 61017 ytterst på radial har problemer med lavt spenningsnivå ved lav produksjon og høy belastning. Dette knutepunktet samt 61006 kan være mulige gode plasseringer av lagringssystem eller aggregat for å øke spenningen. Som introdusert, kan også PCC eller knutepunkt for fornybar energiproduksjon være gunstig for tilknytning av lagringsenhet eller regulerbar energi for å holde spenningsnivå mer konstant.

Tar utgangspunkt i 2 strukturer for å begrense kompleksiteten i gjennomgangen av systematikken. Illustrasjoner av de ulike mikronettstrukturene er presentert i vedlegg H for de undersøkte alternativene, og forklares:

1. **PCC:** Alle enhetene plassert i 61011 (22 kV).
2. **Ytterst:** Alle enhetene plassert i 61017 (11 kV).

5.8 Teknisk analyse av alternativ

Kombinasjoner av energiproduksjon simuleres i NETBAS for mikronett etter at det er isolert fra overliggende nett for år 2049. Med høyest grad av produksjon og last antas lasttilfellet høyest belastet, og representerer derav worst-case scenario.

5.8.1 Lastflytanalyser

Resultatene ved lastflytanalyser oppsummeres i tabell 5.14. For alternativer med ✕ tilfredsstilles ikke det aktuelle kravet, der alternativer med ✓ tilfredsstiller. Alternativ 37.2 overholder ikke kriterier for spenningsvariasjoner og komponentbelastning. Alternativ 18.2 og 20.2 med høyere grad av distribuert produksjon antas dermed heller ikke å overholde kriterier, og analyseres derav ikke ytterligere. Det er satt bindestrek i rutene for å illustrere at videre analyse ikke er hensiktsmessig.

Analyse av 37.3 bekrefter antagelsen om dårlige tilstander for nettilknyttet mikronett, som gjør analyse av alternativ 18.3 overflødig.

Tabell 5.14: Resultat av lastflytanalyse i Netbas.

Alternativ	Struktur 1 - PCC			Struktur 2 - Ytterst		
	Døgnvar.	Årsvar.	Belastning	Døgnvar.	Årsvar.	Belastning
37.2	✓	✕	✕	✕	✕	✕
18.2	-	-	-	-	-	-
20.2	-	-	-	-	-	-
37.3	✕	✕	✕	✕	✕	✕
18.3	-	-	-	-	-	-

Oppretter alternativer med følgende oppgraderinger i mikronettet:

1. Oppgradering av overbelastede komponenter i nettet.
2. Oppgradering fra 11 kV til 22 kV distribusjonsnett samt andre overbelastede komponenter.

Resultater fra lastflytanalyse utført for høyspent fordelingsnett med nettoppgraderinger vises i tabell 5.15. Samtlige alternativer for mikronett med produksjonsenheter installert i PCC vil overholde tommelfingerregel for spenningskvalitet, men for mikronettstuktur med enheter plassert ytterst vil kun alternativ 37.2 med lavest grad energiproduksjon med nettoppgradering 2 tilfredstille regel. Analyserer dermed kun tilknytting av produksjonsenheter ved PCC videre.

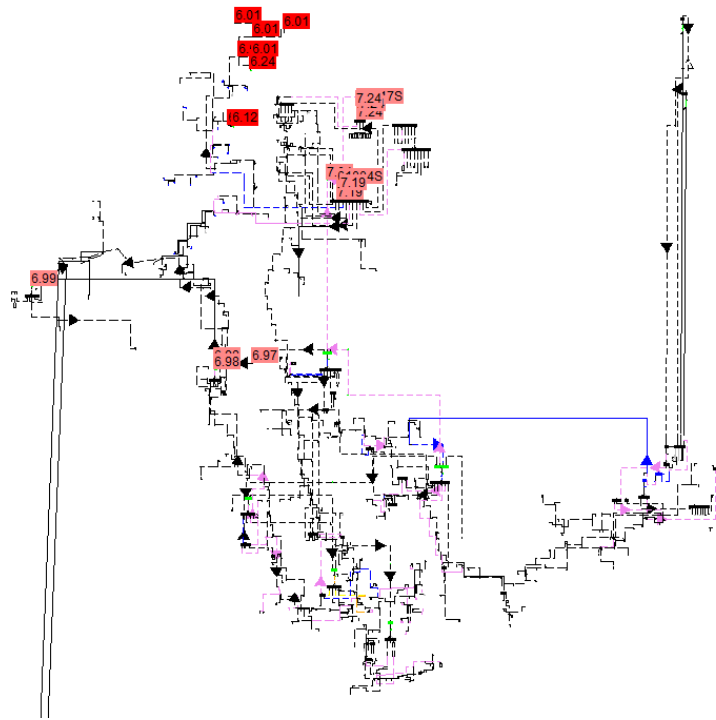
Tabell 5.15: Resultat lastflytanalyse for høysp. fordelingsnett med nettoppgrad.

Oppgrad.	Alternativ	PCC			Ytterst		
		Døgnvar.	Årsvar.	Belastning	Døgnvar.	Årsvar.	Belastning
1	37.2	✓	✓	✓	×	×	✓
	18.2	✓	✓	✓	-	-	-
	20.2	✓	✓	✓	-	-	-
	37.3	×	×	✓	-	-	-
	18.3	-	-	-	-	-	-
2	37.2	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	18.2	✓	✓	✓	×	✓	×
	20.2	✓	✓	✓	-	-	-
	37.3	×	×	✓	-	-	-
	18.3	-	-	-	-	-	-

Analyse av netttilknyttede mikronett viser at spenningskvaliteten ikke overholder forskriftskrav. På grunn av tidsbegrensinger avgrensnes videre spenningsanalyser for netttilknyttede mikronett ettersom at oppgraderinger som forutsettes for overholdning av spenningskvalitet antas omfattende. Som en forenkling antas at omfattende nettoppgradering kan føre mikronettet innenfor forskrifter.

For å sikre at alternativene som videreføres overholder krav om spenningskvalitet, at enhver nettkunde har spenning innenfor avtalt spenningsnivå $\pm 10\%$, analyseres spenningsvariasjoner for lavspenningsnettet ved lastflyt. Laster inn alle kunder i modell i NETBAS og undersøker spenningsfall i høyspent- og lavspenningsnettet ved tunglastscenario, som illustrert i figur 5.11.

Spenningsfall i høyspentnettet
 Spenningsfall i lavspenettet



Figur 5.11: Netbasmodell med hele høyspent- og lavspenettet på Utsira.

Observerer i modellen at det er høyt spenningsfall i knutepunkt 61004, 61005, 61007 og 61017 i høyspentnettet. Lavspenetsnett 61004 er også merket med høye spenningsfall. Lastflytanalyse i modell som inkluderer hele høyspent- og lavspenettet gir resultater i tabell 5.16, der overholdning av krav bekreftes for alle alternativene.

Tabell 5.16: Resultat lastflytanalyse for lavspenett med nettoppgrad.

Oppgrad.	Alternativ	PCC		
		Døgnvar.	Årsvar.	Belastning
1	37.2	✓	✓	✓
	18.2	✓	✓	✓
	20.2	✓	✓	✓
2	37.2	✓	✓	✓
	18.2	✓	✓	✓
	20.2	✓	✓	✓

Alternativ 20.2 har høyest døgnlig og årlig spenningsvariasjon på henholdsvis 2,5 og 7 % ved nettoppgradering 1. Alternativene 18.2 og 37.2 vil for samme forutsetninger gi spenningsvariasjoner på 0,4 og 6,1 %. Således oppfylder samtlige alternativer lovpålagte krav, og kan dermed videreføres.

Videre i planleggingen noteres alternativene med punktum og nummer for nettoppgradering, eksempelvis vil alternativ 20.2 med nettoppgradering 1 betegnes 20.2.1.

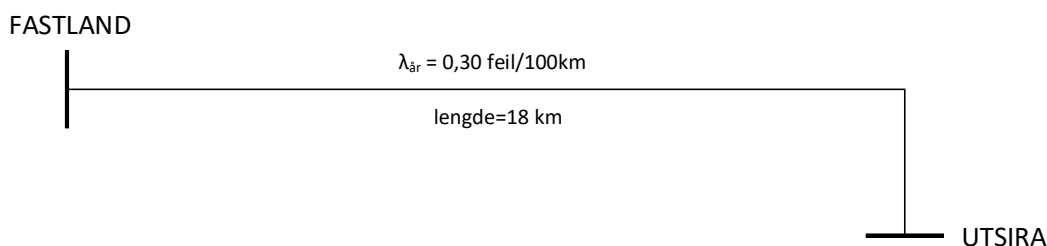
5.8.2 Kortslutningsanalyser

Etterlater kortslutningsanalyse for dette eksempelet til prosjekteringsfasen.

5.8.3 Pålitelighetsanalyser

I et tradisjonelt nett inkluderes sannsynligheten for feil i overliggende nett. Hele avgangen til Utsira vil falle ut ved feil på en avgreining fra forsyningstransformator, som kobles inn etter utfasing av feil. Likedan vil feil på sjøkabel føre til at lastene på Utsira ikke blir forsynt inntil nødaggregat er fraktet ut til øya (antatt 24 timer) eller feil er reparert. Med mikronett-funksjon vil nettet kunne driftes uten forsyning fra land i en periode eller konstant for et isolert mikronett. Avbruddskostnadene i et mikronett vil således være reduserte sammenlignet med nullalternativet.

Et mikronett vil kunne forsyne seg selv i omkoblingstiden eller tiden det tar å reparere kableen, enten ved installert fornybar energiproduksjon, energilagring eller ved drift av aggregat. Scenario med isolert og semi-isolert mikronett vil derav kun ha avbrudd i energiforsyning hvis det oppstår interne feil. Disse er like for hvert alternativ (også nullalternativet), og vil ikke medregnes i endringer i avbruddskostnader. Avbruddskostnader for nettilknyttet mikronett vil også neglisjeres ettersom det er i stand til å driftes isolert ved feil i overliggende nett. Den dimensjonerende avbruddskostnaden vil dermed være for tradisjonelt nett, og forenkles til kun å inkludere avbrudd som følge av feil på sjøkabel. Sjøkabel er illustrert i figur 5.12 med parametre gjeldene for pålitelighetsanalyse av sjøkabel. Feilsannsynlighet er funnet i [76] og justert opp til årlige 0,3 feil per 100 km ettersom kableen er gammel og feil er mer sannsynlig.



Figur 5.12: Stilisert forsyning til Utsira via sjøkabel.

Tabell 5.17 presenterer parametre som benyttes i kostnadsberegninger ved formel (4.10). I tillegg benyttes korreksjonsfaktor for variasjoner gjennom året på 0,75 og tida for frakting og installering av aggregat på øya estimeres til ett døgn. Ettersom de aggregerte sluttbrukerene på Utsira består av ulike sluttbrukere med ulike spesifikke avbruddskostnader, antas spesifikk kostnad 50 kr/kW. Feil på brytere neglisjeres.

Tabell 5.17: Parametre for avbruddskostnadsanalyse.

Faktor	Sjøkabel
Avbruddsfrekvens, λ	0,30 feil/100kmår
Avbruddsvarighet, r	24 timer/feil
Spesifikk avbruddskostnad, $k_{P,ref}$	50 kr/kW
Korreksjonsfaktor, $f_{K,P}$	0,75
Lengde	18 km

5.8.4 Risikoanalyser

Plassering av aggregat nært settefiskanlegg og elektrisk ferjelader, som i struktur 2, kan begrense risiko for avbrudd i energiforsyning til prioritert energietterspørsel. Risiko og konsekvenser ved annen levetid for sjøkabel enn forventet bør undersøkes. Utfører ikke risikoanalyse i denne eksemplifiseringen, og overlates til prosjekteringen.

5.9 Økonomisk analyse av nettoppgradering

Investerings-, drifts- og restverdi er beregnet i tidligere økonomisk analyse, og dermed gjenstår å beregne endring i taps- og avbruddskostnader for de videreførte alternativene. Kostnadene beregnes ved hjelp av NETBAS og regneark.

5.9.1 Etablering av kostnader ved nettoppgradering

De to overbelastede fordelingstransformatorene og sekundærtrafoen skiftes ut i nettoppgradering 1. Ved oppgradering av fordelingstrafoene medregnes oppgradering av nettkiosk. I nettoppgradering 2 oppgraderes totalt 927 meter kabel- og luftlinjestrekk. Kostnader som påløper ved fjerning av transformator er ikke betraktet. Oppgraderingskostnadene presenteres i tabell 5.18. Alle nettstasjonene på Utsira antas å være dimensjonert for 24 kV og behøver ikke å oppgraderes for alternativene.

På grunn av tidsbegrensinger for denne oppgaven forenkles kostnadene for nettoppgradering som forutsettes for at nullalternativet skal være gyldig hele analyseperioden. Det gjøres et svært grovt kostnadsoverslag for nødvendige nettoppgraderinger for at nullalternativet og alternativer med tilknyttet mikronett skal overholde forskriftskrav. Oppgraderingen estimeres til 5 millioner kroner, og noteres som oppgradering 0 i tabell 5.18.

Tabell 5.18: Kostnader nettoppgradering [5].

Nr	Nettoppgradering	Kostnad [kr]	Totalt [kr]
0	Forenklet overslag for oppgradering av nullalt.	5.000.000**	5.000.000
	Fordelingstrafo 1500 kVA	462.344	
	Nettstasjon prefabrikert	185.000	
	Fordelingstrafo 1200 kVA	434.844	
1	Nettstasjon prefabrikert	165.000	2.356.876
	Sekundærtrafo 3000 kVA	924.688*	
	Nettstasjon prefabrikert	185.000	
	Fordelingstrafo 1500 kVA	462.344	
	Nettstasjon prefabrikert	185.000	
	Fordelingstrafo 1200 kVA	434.844	
2	Nettstasjon prefabrikert	165.000	1.699.318
	TXSP 3X1X50 AL 24 kV 927 m	165.968	
	Grøftkostnader 927 m	286.162	

*Antas dobbelt av prisen for en 1500 kVA fordelingstrafo. **Svært grovt estimat.

Alle nettoppgraderinger utføres i år 2019 og er dermed referert år null.

5.9.2 Etablering av taps- og avbruddskostnader

Endring i tapskostnader

Dimensjonerende endring i tapskostnader inntreffer ved fjerning av sjøkabel, som representerer det største tapet. I tillegg endres interne tap for de ulike mikronettalternativene. Benytter (4.11) for beregning, der kostnad for energitap er satt til 26,7 øre/kWh og effekttapskostnader i de ulike stadiene lik de oppgitt i REN planbok, presentert i tabell 5.19. Bruktid for tap settes til 2400 timer [5].

Tabell 5.19: Effekttapskostnader fra REN planbok [5].

År	2019	2020	2022	2024	2033	2049
k_{pekv} [kWh/år]	584	592	607	624	719	745

Tap i alternativene uten nettoppgraderinger er høye som følge av overbelastede komponenter. Spesielt høyt er tap i nullalternativet ved både sjøkabel og høyt belastede komponenter. Kostnadene er implementert i DYNKO.

Endring i avbruddskostnader

Tabell 5.20 presenterer endring i avbruddskostnader for de ulike laststadiene, som tillegges nettløsninger avhengig av tilkobling til overliggende nett. Estimerer forventede avbruddskostnader for hvert stadie for lastendring ved (4.10) og parameterene i tabell 5.17. Kostnadsestimater er oppsummert i tabell 5.20. DYNKO foretar kapitalisering av inngangsdata, og beregner endring i KILE-kostnader totalt for hele analyseperioden til å være 1,6 millioner kroner for nullalternativet.

Tabell 5.20: Endring i avbruddskostnader fra simulering i NETBAS.

År	2019	2020	2022	2024	2033	2049
P_{ref} [kWh/år]	1000	1160	1590	2250	2250	2250
$\Delta KILE_{tradisjonelt}$ [kkkr/år]	49	56	77	109	109	109
$\Delta KILE_{mikronett}$ [kkkr/år]	0	0	0	0	0	0

5.10 Økonomisk analyse og optimalisering

5.10.1 Beregning av tiltakspunkt

Samlede kostnader, inkludert taps- og avbruddskostnader for de ulike stadiene, oppsummeres samlet for hele analyseperioden i tabell 5.21, 5.22 og 5.23. Kun kostnader i forbindelse med mikronettinstallasjon inkluderes. Den økonomiske beregningen er utført i DYNKO.

Tabell 5.21: Etablerte kostnader for nullalternativ [mill.kr].

Mikronett	Investering	Energi	Tap	Avbrudd	Oppgr.	Totalt
0	18,0	41,6	6,0	1,6	5,0	75,4 mill.kr

Tabell 5.22: Etablerte kostnader for videreførte alternativ, semi-isolert [mill.kr].

Mikronett	Investering	Energi	Tap	Avbrudd	Oppgr.	Totalt
20.2.1	62,0	71,9	3,7	0	2,4	140,0 mill.kr
20.2.2	62,0	71,9	3,7	0	1,7	139,3 mill.kr
18.2.1	56,3	79,0	1,8	0	2,4	139,5 mill.kr
18.2.2	56,3	79,0	2,9	0	1,7	140,0 mill.kr
37.2.1	31,9	117,8	4,8	0	2,4	156,9 mill.kr
37.2.2	31,9	117,8	3,7	0	1,7	155,1 mill.kr

Tabell 5.23: Etablerte kostnader for videreførte alternativ, nettilknyttet [mill.kr].

Mikronett	Investering	Energi	Tap	Avbrudd	Oppgr.	Totalt
37.3.0	47,0	4,8	6,0	0	5,0	62,8 mill.kr
18.3.0	71,4	2,1	6,0	0	5,0	84,5 mill.kr

5.10.2 Rangering av planer

DYNKO rangerer tiltakspunkt for de ulike alternativene. Som ventet, lønner det seg å beholde sjøkabelen så lenge som mulig for energiforsyning fra fastland. De økonomisk optimale alternativene vil derav være nettilknyttet mikronett, nullalternativet og alternativene i scenario med semi-isolert mikronett, rangert etter total kostnader i tabell 5.24.

Alternativene som ligger over den stiplede linja vil ha kostnader tilsvarende halvparten av kostnadene til resterende alternativer, og vil derav være klart økonomisk ledende alternativer for energiforsyning på Utsira.

Tabell 5.24: Rangering av løsninger for strømforsyning på Utsira [mill.kr].

Nr.	Mikronett	Inv. & drift	Tap & avbr.	Oppgr.	Total
1	37.3.0	51,8	6,0	5,0	62,8 mill.kr
2	0	59,6	7,6	5,0	72,3 mill.kr
3	18.3.0	73,5	6,0	5,0	84,5 mill.kr
4	20.2.2	133,9	3,7	1,7	139,3 mill.kr
5	18.2.1	135,3	1,8	2,4	139,5 mill.kr
6	20.2.1	133,9	3,7	2,4	140,0 mill.kr
7	18.2.2	135,3	2,9	1,7	140,0 mill.kr
8	37.2.2	149,7	3,7	1,7	155,1 mill.kr
9	37.2.1	149,7	4,8	2,4	156,9 mill.kr

5.10.3 Vurdering av usikkerhet

Planleggingen kan ha feilkilder ved at analysene er gjort på forenklet grunnlag. For vurdering av usikkerhet i planleggingen kan diverse faktorer undersøkes for påvirkning i anbefaling av løsning. Aktuelle faktorer som kan undersøkes i følsomhetsanalysen ved planlegging av mikronett på Utsira presenteres:

- Endring i batterikostnad
- Endring i energikostnad
- Endring i kostnad for nettoppgraderinger ved tilknyttet nett
- Endring av andel fleksibilitet hos sluttbrukere
- Endring i ladestrategi for batteri
- Endring av lastutvikling (f.eks uten etablering av elektrisk ferje)

Forenklende KILE-beregninger kan også være en kilde til feil.

Av oppgitte aktuelle faktorer undersøkes endring i energikostnader, og derav anbefaling av alternativer ved endring av henholdsvis batteripris og pris for energisalg til overliggende nett. Det er også usikkerhet ved totakostnadsverdi ved bruk av optimeringsprogrammet, som også undersøkes.

Scenarioer for batterikostnad

På grunn av spenn i kostnadsanslag oppgitt i vedlegg B fra [8] undersøkes følsomheten for anbefaling av alternativ ved endring av batterikostnad. Fastsetter to nye scenario som sammenlignes med prisen benyttet i analysene. Opprinnelig prisanslag, kalt scenario 1, ble angivelig satt til et middepunkt i prisanslag fra kilden. Ettersom at ingen av analysene anbefaler batteri som en del av løsning for mikronett, undersøkes i scenario 2 laveste prisnivå for batteri oppgitt i kilder [8, 77]. Ytterligere opprettes scenario 3 med svært lavt prisanslag grunnet interesse for hvordan det vil påvirke anbefalinger. Presenterer prisanslag for scenarioene i tabell 5.25.

Tabell 5.25: Prisscenario for batteri.

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Energipris [kr/kWh]	10 000	3 000	1 000
Effektpris [kr/kW]	15 000	3 000	1 000

Ved justering av parameteren for batterikostnad vil anbefaling av enheter i mikronett ikke påvirkes merkeverdig, som vist i tabell 5.26. Totale energikostnader vil selv ved omlag 350 prosent reduksjon i pris ikke endre anbefalt løsning. Ved ekstrem reduksjon i pris som i scenario 3 vil det kun ved isolert mikronett anbefales å investere i batteri, men ettersom at dette driftsalternativt i utgangspunktet er svært kostbart og derav ikke aktuelt for sluttanbefaling, påvirker det ikke planleggingsbeslutning.

Tabell 5.26: Anbefaling av alternativ ved endring av batterikostnad.

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Tilknyttet	2020: Vind 1MW	2020: Vind 1MW	2020: Vind 1MW
	2022: Vind 2MW	2022: Vind 2 MW	2022: Vind 2MW
Semi-isolert	2020: Vind 5MW	2020: Vind 5MW	2020: Vind 5MW
	2033: Sol 1MW	2033: Sol 1MW	2033: Sol 1MW
Isolert	2020: Vind 5MW	2020: Vind 5MW	2020: Vind 5MW
			2022: Batt 10 MWh
	2033: Sol 1MW	2024: Sol 1MW	2024: Sol 1MW

Scenarier for energipriser

To priser vurderes for salg av energi til overliggende nett. Kun tilknyttet og semi-isolert mikronett har tilgang til overliggende nett, og vil derav være kostnadsmessig påvirket av prisendring for salg av energi over mikronettets systemgrenser. Scenario 1 er prisen benyttet i den foregående analysen, og i tillegg opprettes scenario 2 med energipris for salg lik spotpris, presentert i tabell 5.27.

Tabell 5.27: Prisscenario for energisalg.

	Scenario 1	Scenario 2
Energipris [kr/MWh]	134,46	268,92

Ved å øke pris for salg av energi reduseres total energikostnad for alternativene som har tilknytning til overliggende nett, vist i tabell 5.28. Dobling av energipris for salg fører til reduksjon i totale energikostnader for tilknyttet og semi-isolert mikronett på henholdsvis 5,6 og 2,5 %. Isolert mikronett vil ikke være påvirket av endringen i pris. Totalt sett vil ikke justeringen føre til endring i anbefaling av mikronett.

Tabell 5.28: Total energikostnad for beste alternativ ved endring i energipris.

	Scenario 1	Scenario 2
Tilknyttet	51,8 mill.kr	48,9 mill.kr
Semi-isolert	133,9 mill.kr	130,0 mill.kr
Isolert	179,3 mill.kr	179,3 mill.kr

Benytte optimaliseringsprogrammet DYNKO

Bruk av DYNKO ved planlegging av mikronett med energikostnader som inngangsdata kan være en forenkling som fører til unøyaktige resultater. Ved planlegging av mikronett på Utsira har programmet blitt benyttet med årlige energikostnader for syv stadier i lastutviklingen som inngangsdata. Programmet diskonterer og beregner tilbake samlede energikostnader til nåverdi, på samme måte som tapskostnader for opprinnelig formål til programmet.

Beregner totale energikostnader i kroner per kWh ved å dividere total estimert kostnad på aggregert energiforbruk over hele analyseperioden. For de tre mest gunstige alternativene oppsummeres energikostnaden i tabell 5.29.

Tabell 5.29: Energikostnad for de tre best rangerte alternativene.

Mikronett 37.3.0	Nullalternativ	Mikronett 18.3.0
15,7 øre/kWh	18,1 øre/kWh	21,2 øre/kWh

Ser av tabellen at energipris for tradisjonell oppgradering av sjøkabel vil estimeres til 18,1 øre/kWh. Sammenlignet med energipris fra overliggende nett, som er antatt å være konstant lik 26,9 øre/kWh, kommer investeringskostnader for sjøkabel i tillegg, som vil gi mikronettoperatør energipris over 26,9 øre/kWh.

Utfordringen ved å benytte DYNKO til å beregne totale variable energikostnader kan forklares ved at energikostnadene i løpet av analyseperioden diskonteres og regnes tilbake til nåverdi. Dette gir at kostnadene som påløper en del år frem i tid får lav nåverdi, avhengig av rentenivået. Ved at å gå ut i fra at energiprisen er konstant og beregne nåverdi for aggregerte energikostnader i løpet av hele analyseperioden, vil en økning i analyseperioden fra for eksempel 30 til 40 år ikke svare til en stor endring i totale energikostnader, men levert energi vil øke med 1/3. Etersom at energivolum ikke diskonteres vil nåverdi av kostnader dividert på sum energivolum gi lavere energikostnad i kroner per kWh dess lengre analyseperiode som undersøkes.

Ved beregning av netto nåverdi for samtlige kostnader innen for mikronettets systemgrenser ved hjelp av DYNKO vil energikostnad være en samfunnsøkonomisk indikator på hva som er optimalt investeringsalternativ. Forholdene mellom total-kostnadene vil med andre ord være med samfunnet i betraktning, og alternativet med lavest kostnad vil være optimalt. Energikostnad for samfunnet kan dermed reelt være som vist i tabell 5.29, lavere enn antatt spotpris.

For å finne bedriftøkonomiske kostnader utføres beregninger i MATLAB, som finner energikostnad i nullalternativet lik spotpris på 26,9 øre/kWh. For de tre alternativene som regnes mest lønnsomme i den utførte analysen beregnes energikostnadene i MATLAB, som gir ny total-kostnad over analyseperioden og derav energikostnad påført mikronettoperatør, presentert i tabell 5.30.

Tabell 5.30: Anbefalte løsninger med bedriftøkonomiske energikostnader.

Nr.	Mikronett	Energi	K_{rest}	Total	Energikostnad
1	37.3.0	33,3	58,0	91,3 mill.kr	23,0 øre/kWh
2	0	107,0	30,6	137,6 mill.kr	34,6 øre/kWh
3	18.3.0	12,2	82,4	94,6 mill.kr	23,8 øre/kWh

Diskusjon om hvilken av verdiene som er mest riktig å benytte, må dermed tas i et samfunnsøkonomisk og bedriftøkonomisk perspektiv. Spesifikt i mikronettet på Utsira sammenfaller samfunnsøkonomisk og bedriftøkonomisk optimale, og begge indikatorene kan dermed benyttes, men generelt er nødvendigvis ikke dette tilfelle.

Etersom nettselskap forutsettes å handle samfunnsøkonomisk rasjonelt, vil beslutning om investering i det samfunnsøkonomisk optimale alternativet være naturlig å handle etter, også for et nettselskap. Bruk av DYNKO kan dermed konkluderes å være en god indikasjon for rangering og anbefaling av den samfunnsøkonomisk optimale løsningen, og også en god indikator for nettselskap å benytte ved planlegging av et mikronett.

5.11 Samlet vurdering

5.11.1 Forslag til valg av plan

Analysene som har blitt utført konkluderer med at det samfunnsøkonomisk optimale investeringsalternativet vil inkludere tradisjonell nettoppgradering med sjøkabel. Nullalternativet med total kostnad på 75,4 millioner kroner inkludert kjøp av energi fra overliggende nett og vindkraftverket lokalt på Utsira er rangert som nummer to av de mest lønnsomme mikronettløsningene. Tilknyttet mikronett 37.3.0 rangeres over nullalternativet ettersom salg av energi og redusert kjøp av energi fra overliggende nett fører til reduksjon av totale energikostnader. Både samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk optimale vil falle på samme anbefaling av alternativ.

Ettersom overordnet målsetning for prosjektet er å minimere totale kostnader for et samfunnsøkonomisk kraftnett, vil alternativ 37.3.0 med 1 MW vindkraft installert i år 2020 og 2 MW vindkraft installert i år 2022 kunne anbefales for videre analyse. Oppgradering av sjøkabel ser ut til å være det eneste kostnadsfornuftige alternativet på Utsira, og ved å installere ny fornybar energiproduksjon på øya kan grad fornybarhet og dermed miljøvennlighet økes, og inntektene ved energisalg "dekke" en del av utgiftene som påløper ved installering av kabel. Samtidig øker påliteligheten for strømforsyning for sluttbrukere på Utsira ved at nettet kan driftes selvstendig ved installasjon av mikronettfunksjon og regulerbar energiproduksjon.

Avhengig av prosjektets verdsetting av formål kan ulike alternativene som regnes lønnsomme anbefales å undersøkes grundigere, med vektlegging av ulike aspekter:

- **Økonomi.** Tilknyttet mikronett med totalt 3 MW vindkraftproduksjon og investering i ny sjøkabel i år 2033 er både samfunns- og bedriftsøkonomisk mest gunstig i følge analyser utført.
- **Miljø.** Alternativ for mikronett med 5 MW er mest miljøvennlig i tråd med at det har høyest grad fornybar energiproduksjon lokalt på øya. Miljøutslipp ved produksjon av enheter er ikke tatt med i betraktningen.
- **Leveringskvalitet.** Isolert mikronett med produksjonsenheter tilknyttet samme punkt (PCC) ser av lastflytanalyser ut til å gi best spenningskvalitet. Laststyringssystemer begrenser maksimallast i perioder med lav produksjon, og aggregat driftes da som backup. Forbedring i spenningskvalitet ved installering av mikronett med 3 MW vindkraft og laststyringssystem vil av simuleringer føre til reduksjon i døgnlige og årlige spenningsvariasjoner på henholdsvis 5,2 og 9 % i lavspenningsnett.
- **Pålitelighet.** Det prioriterte energibehovet antas å kunne forsynes mer stabilt i et mikronett ved at det kan forsyne seg selv ved feil i overliggende nett.
- **Lokalt forbruk av energi.** Alternativ 18.3.0 har høyest grad av installert fornybar energi og derav høyest selvforsyning ved lokale kilder.
- **Minimal risiko.** Tradisjonell nettoppgradering med installering av sjøkabel vil være det minst risikofylte prosjektet ettersom teknologien er godt etablert.

Oppsummert er ingen løsninger med batterisystem anbefalt i optimeringsanalysene ettersom installasjon av batterisystem medfører høy investeringskostnad. Med batteripris som antatt i analysene fører installering av batterisystem til at total

energikostnad øker med nesten 100 millioner kroner sammenlignet med mikronett uten lagringssystem, og vil derav ikke være en økonomisk gunstig investering.

Det er ikke utført analyse av klimagassutslipp for alternativene, men det kan som en forenkling antas at drift av diesellaggregat er det eneste som påfører utslipp. For at Utsira skal bli en nullutslippskommune innen år 2020, kan diesellaggregatet således byttes ut med en fornybar regulerbar energikilde eller lagringssystem ved frakobling fra overliggende nett.

Fra sensitivitetsanalysen kan batteri være aktuelt for et isolert mikronett dersom kostnaden i fremtiden blir under 1000 kroner for energi- og effektkapasitet. Med total energikostnad for isolert mikronett på 178 millioner kroner for hele analyseperioden vil kostnaden fortsatt være høyere enn kostnaden ved tradisjonell oppgradering, og miljøaspekt må dermed veie mer enn det økonomiske aspektet for at det skal ansees som et lønnsomt alternativ.

For overholding av spenningskrav forutsettes også nettoppgraderingene beskrevet, og det må undersøkes grundigere hvilke komponenter som bør oppgraderes for best mulig spenningsituasjon tilknyttet overliggende nett.

5.11.2 Sluttdokumentasjon

Den presenterte analysen samt vedlegg dokumenterer hva som har blitt undersøkt ved planlegging av mikronett på Utsira. For videre analyse anbefales å undersøke de mest økonomisk gunstige alternativene ytterligere samt å undersøke andre energikilder for energimiks som kan føre til høyere grad av selvforsyning ved lokal produksjon.

De tre mest lønnsomme alternativene for forsyning av dagens og fremtidige laster på Utsira er oppsummert i tabell 5.31. Energikostnad for alternativene er inkludert i tabellen, der totalt energibehov for 30 år er estimert til å være 397,7 GWh.

Tabell 5.31: Anbefalte løsninger for samf.øk. energiforsyning på Utsira [mill.kr].

Nr.	Mikronett	Vindkraft	Sjøkabel	Total	<i>Energikost_{samf}</i>	<i>Energikost_{bed}</i>
1	37.3.0	3 MW	✓	62,8 mill.kr	15,7 øre/kWh	23,0 øre/kWh
2	0	-	✓	72,3 mill.kr	18,1 øre/kWh	34,5 øre/kWh
3	18.3.0	5 MW	✓	84,5 mill.kr	21,2 øre/kWh	23,8 øre/kWh

Det er viktig å merke seg at denne gjennomgangen har undersøkt mikronett med formål om å minimere kostnader påløpt innad i mikronettet i analyseperioden. Prosjektet er med andre ord optimalisert for en tenkt mikronettoperatør. Endringen i Energiloven våren 2016 med krav om selskapsmessig og funksjonelt skille [48], gjør at et nettselskap følgelig ikke har lov å drifte både produksjons- og nettinntallasjoner. Mikronettoperatøren som det er optimalisert for er i dette tilfelle Haugaland Kraft som konsern, som inkluderer både nettdrift og produksjon.

Det er også nevneverdig å bemerke at av de analyserte alternativene sammenfaller anbefaling av samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk løsning.

Videre fremdrift i prosjektet anbefales i retning mot å finne løsninger med større andel fornybar energiproduksjon og løsninger for økonomisk gunstig energibalanse innad i mikronett. Før beslutning om investering forutsettes grundige dynamiske spenningsanalyser, kortslutningsanalyser og ytterligere prosjektering av strømmettet.

Kapittel 6

Evaluering av resultater

Dette kapittelet oppsummerer den presenterte systematikken, der styrker og svakheter evalueres belyst ved eksemplifisering av mikronettplanlegging for et reelt tilfelle. Det fremlegges et forslag til forbedringer og foretas vurdering av feilkilder. Kapittelet oppsummerer således resultater fra eksemplifiseringen i forrige kapittel, og tar igjen opp følgende punkt i oppgavens problemstilling:

- Hvilke aspekter er dimensjonerende ved planlegging av et mikronett?
- Hvordan kan mikronett være et samfunnsøkonomisk alternativ til tradisjonell oppgradering av kraftnett?

6.1 Planlegging av mikronett på Utsira

Formålet ved planlegging av mikronett på Utsira var å undersøke om installasjon av mikronett kunne være et samfunnsøkonomisk og miljøvennlig alternativ til oppgradering av sjøkabel for energiforsyning til Utsira. For å unngå oppgradering av sjøkabel forutsettes frakobling av nettet på Utsira fra overliggende nett senest etter år 2033, som er antatt gjenstående levetid for kabelen.

Resultat av analysen var anbefaling av videre analyse av løsning med oppgradering av sjøkabel med innslag av fornybar energiproduksjon, mer presist 3 MW vindkraft. Eksempelen bekrefter dermed at for belastning av skala som på Utsira vil det ikke være samfunnsøkonomisk rasjonelt å fjerne tilknyttingen til overliggende nett til fordel for et selvdrivende isolert mikronett.

Andre resultater fra analysen forklares punktvis:

- **Batterikostnad for høy.** Ingen av de anbefalte alternativene inkluderer batteri som løsning for energiforsyning ettersom at investeringskostnaden er for høy. Ved reduksjon av batteripris helt ned til 1 000 kr/kWh vil ikke anbefalinger endres for tilknyttet mikronett. Isolert mikronett vil derimot dra nytte av reduksjonen, der mikronett med batteri anbefales med lavere total kostnad.
- **Lasthåndtering skaper muligheter.** Simulering av mikronett med lasthåndteringssystem vil ha bedre forutsetninger for overholding av forskriftsmessige krav. I perioder med høy belastning og lav tilgjengelig kapasitet vil fleksible laster flyttes, og for fullstendig dekking av energibalanse for prioritert etterspørsel vil regulerbar energiproduksjon settes i gang. Dette etablerer

mulighet for bedre leveringskvalitet for et mikronett. Ved etablering av nye effektkrevende kunder i nettet på Utsira simuleres spenningsvariasjonen i tradisjonelt kraftnett til å være for høye til å overholde forskrifter. Lastflytberegninger for anbefalte mikronett på Utsira fører til reduksjon i døgnlige og årlige spenningsvariasjoner på henholdsvis 5 og 9 % ved frakobling fra nett og full utnyttning av fleksible laster.

- **Mikronettet bør være tilknyttet.** Mikronettet på Utsira vil være rimeligere når det er tilknyttet overliggende nett. Tilgang til nett betyr tilgjengelig energi fra overordnet nett og dermed mindre behov for energikapasitet og -lagringssystemer installert lokalt i mikronettet. Tilknyttingen åpner også for salg av energi, som betyr inntekt for mikronettoperatør. Totalkostnadene vil således reduseres sammenlignet med samme løsning isolert fra overliggende kraftnett. Dette kan sees i sammenheng med de lave energiprisene i Norge.

Tross at planleggingen ikke ender i anbefaling av løsning som erstatter nødvendig oppgradering av sjøkabel, har planleggingsprosessen belyst viktige aspekter både for det spesifikke tilfellet på Utsira og for lignende prosjekter.

Blant annet kan det fra andelsfordeling for energi fra ulike opphav observeres at installasjon av lagringsenhet har størst verdi for løsning med høy grad av distribuert energiproduksjon. Det kan også observeres at installasjon av vindkraftverk er mest lønnsomt ettersom den har høyere virkningsgrad og større aggregert produksjon sammenlignet med solkraft. I tillegg vil produksjonen være mer konstant over året, som gir mer optimalt utbytte i et mikronett. Denne konklusjonen gjelder for Utsira, og er mest sannsynlig også aktuell i resten av Norge og Norden.

6.2 Dimensjonerende aspekter

Under planlegging av mikronett på Utsira observeres ulike dimensjonerende aspekter ved planlegging av mikronett.

- **Riktige inngangsdata.** Innhenting av riktige data før gjennomføring av analysen er en forutsetning for pålitelige resultater og for å hindre planlegging med stor usikkerhet. For å øke kvalitet på inngangsdata bør data sjekkes før tidkrevende teknisk-økonomiske analyser foretas. For å øke sikkerhet for resultat bør resultater evalueres med fornuft. Grafisk, ved overslagsberegninger eller ved ulik tilnærming til resultat.
- **Spenningskvalitet.** Etter antagelser fra REN planbok bekreftes tilknyttet nett i stor distanse fra overliggende nett med variabel fornybar energiproduksjon å være utsatt for høye spenningsvariasjoner. Lastflytberegninger utført for mikronett med lasthåndteringssystem frakoblet overliggende nett viser i dette eksempelet forbedringer i spenningskvalitet. Et isolert mikronett kan forsynes med energi fra lokale energikilder, og ved at stabil forsyning til prioritert etterspørsel forutsettes vil regulerbar energiproduksjon igangsettes ved ubalanse i effektregnestykket. Sammen med laststyringssystem vil spenningsvariasjoner reduseres sammenlignet med tradisjonelt kraftnett, og årlige spenningsvariasjoner har i eksempelet vært dimensjonerende.

- **Investeringskostnader.** Dimensjonerende kostnader i et mikronettprosjekt er kostnader medført investering i produksjons- og lagringsenheter sammenlignet med kostnad for tradisjonell investering i kraftnett. Forskjellen i investeringskostnader for vindkraft og solkraft er neglisjerbar, men ved sammenligning av energikostnader vil vindkraft være rimeligere. Batteri er også kostbart i forhold til hvor mye det benyttes.
- **Energibehov i området.** Dagens og fremtidens effektbehov hos sluttbrukere i et område er dimensjonerende for planlegging av et mikronett ved at det påvirker behovet for installert kapasitet innenfor systemgrensene. Etablering av effektkrevende aktør eller endring i belastning hos sluttbrukere kan således påvirke resultat i stor grad. Klassifisering av laster er også av viktig karakter. Høy andel prioritert energibehov øker behov for installert effekt og energilagring. I planleggingsprosessen kan det være vanskelig å anslå riktig estimat for andel fleksibel last hos de ulike sluttbrukerne i nettet. Det er ikke utført spesifikke analyser for hvordan endring i andel prioritert og fleksibel last påvirker sluttresultat for mikronett, men det er logisk at høyere grad av prioritert last fører til høyere antall timer drift av dieselaggregat eller kjøp av energi fra ekstern aktør eller overliggende nett.

Med de fire dimensjonerende faktorene i betraktning bør mikronett planlegges med utgangspunkt i korrekte inngangsdata, investeringskostnader og riktig etablerte estimater for fleksibilitet hos sluttbrukere. Godt dimensjonerte produksjonsenheter kan forsyne energibehovet i et mikronett med høy leveringkvalitet ved optimal arkitektur og plassering av elementer, og er dermed en forutsetning for et godt utviklet mikronettalternativ.

6.3 Evaluering av systematikk

Overordnet evalueres den utviklede systematikken som en godt strukturert gjennomgang av viktige aspekter ved planlegging av mikronett, med logisk og oversiktlig prosessflyt. De viktigste faktorene ved systematikken forklares grundigere, der dens styrker presenteres først:

- **Høy effektivitet etter etablering av forutsetninger.** Etablering av forutsetninger med innhenting av data fastlegger et grunnlag for hele den videre planleggingsprosessen. Følgelig vil mange alternativer kunne undersøkes med lite ekstra innsats ettersom det benyttes algoritmer implementert i MATLAB for beregninger.
- **Iterativ prosess begrenser arbeidsomfanget.** Den iterative fremgangsmåten å strukturere planleggingsprosessen er svært fordelaktig. For hver beslutningsboks undersøkes opprettede alternativer opp mot fastlagte kriterier. Herunder blir det avgjort om alternativ skal forkastes, modifiseres eller videreføres i analysen. Tidlig i prosessen avgrenses dermed arbeidsmengden ved planlegging av mikronett, og tekniske analyser unngås for åpenbart ugunstige alternativer. Mikronettplanleggeren får raskt et godt bilde over fornuftige løsninger for mikronett, og kan tilpasse modifiserte løsninger ved oppnådd kunnskap. Planleggingen går således raskere for hver iterasjon ettersom mikronettplanleggeren besitter mer informasjon.

- **Økonomisk analyse utelukker ugunstige alternativer.** Ved å innføre prosessboksen *Økonomisk analyse av energikostnader* tidlig i prosessflyten vil tilsynelatende ugunstige alternativer raskt forkastes. For planlegging av mikronett på Utsira ville kun scenario med tilknyttet mikronett være videreført fra dette steget, men ettersom formålet med gjennomgangen av analysen var å illustrere fornuftig beslutningstaking, ble også alternativ for semi-isolert mikronett videreført.
- **Effektivisering ved digitale verktøy.** Programmering av datainnsamling kan effektivisere manuell gjentakende prosess som må gjennomgås for all nettplanlegging. Beregning av timelig energibalanse med utnytting av fleksible laster og estimering av stokastiske forbruksprognoser hadde ikke på samme måte vært mulig uten å innføre dataverktøy av et slag. MATLAB har blitt brukt for programmering i denne oppgaven, og viser seg å være et velegnet verktøy for implementering av algoritmer presentert i systematikken. Ytterligere er det verdt å nevne at DYNKO bidrar med oversiktlige anbefalinger av optimale alternativer, men at det ikke er optimalt for analyse av energikostnad.
- **Worst-case scenario danner oversikt.** Ved å utføre analyser for worst-case scenario kan antall simuleringer som må utføres reduseres. Analyser utført for mikronett i verst tenkelig scenario vil raskt belyse mulige spennings situasjoner utover kvalitetskrav. Ved å utføre lastflytsimuleringer for scenario med høyest belastning kan informasjon om resterende lastscenario også etableres. Likedan kan simulering av et alternativ også utelukke unødvendig simulering av et annet, eksempelvis dersom alternativet har høyere belastning eller produksjon enn ett alternativ som ikke tilfredsstillt krav.

Systematikken utgjør således en effektiv planleggingsmetodikk der planlegger raskt oppnår nok kunnskap om det aktuelle området til å ta rimelige beslutninger for investering. Videre observeres utfordringer ved systematikken:

- **Ulike kriteriefunksjoner for ulike mikronett.** Definerde kriterier i starten av planleggingsprosessen er forskjellige i scenarioene for mikronett. Eksempelvis vil ikke nødvendigvis et tilknyttet mikronett ha samme krav som et isolert mikronett, der selvstendig energiforsyning til prioritert effektbehov forutsettes til enhver tid. Ettersom at systematikken er utviklet med formål om å finne kostnadsmessig optimalt alternativ for mikronett, vil systematikken primært fokusere på kostnadsminimering og sekundært ta i betraktning spenningskvalitet, som kan være dimensjonerende faktor i et tilknyttet mikronett. I tillegg vil det være utfordrende å undersøke ulike scenarioer for mikronett ettersom at et isolert og tilknyttet mikronett kan ha ulike videreføringskriterier. Analysene må dermed utføres parallelt eller på annen oversiktlig måte.
- **Flaskehals for tidsbruk.** Stor mengde informasjon fra AMS-målere danner et godt grunnlag for planlegging av mikronett, men med stor mengde data medfører også stor arbeidsinnsats for analytisk bearbeiding av inngangsdata. Mye informasjon kan forsinke planleggingsprosessen ved at det tar lang tid å hente ut relevant og aktuell informasjon. Det kan stilles spørsmål ved utbytte i detaljerte analyser i planleggingsfasen. Eksempelvis er det usikkert hvor mye ekstra verdi stokastisk prognosering kan utgjøre, som kan være aktuelt å undersøke. Samtidig vil en mikronettplanlegger ha nytte av verktøy for automatisk stokastisk prognosering ved at mengden manuelle beregninger kan reduseres.

Forenkende tiltak kan i lys av dette gjøres i systematikken. Det kan vurderes å neglisjere endringer i taps- og avbruddskostnader ettersom at investeringer i produksjonseenheter, nettoppgraderinger og variable energikostnader har større innvirkning på resultat. Selv om taps- og avbruddskostnader estimeres til å være lavere for et isolert mikronett sammenlignet med tradisjonelt kraftnett, ser differansen ut til kun å tilsvare en liten andel av den totale kostnaden.

6.4 Potensielle feilkilder

Vurdering av mulige feilkilder oppsummeres punktvis:

- **Bruk av DYNKO.** Opprinnelig bruksområde for program endres for bruk i oppgaven. Omgjøringen er antatt korrekt, men kan være kilde til feil ved at inngangsparameter for energiprisen satt konstant. Beregningsresultat med lavere energikostnad per kWh enn spotpris kan forklares med at DYNKO beregner de variable energikostnadene tilbake til nåverdi, som vil redusere de aggregerte energiutgiftene sammenlignet med antatt spotpris. I tillegg kan programmet berenge unøyaktig ved reduksjon i mengde inngangsdata. Ettersom inngangsparametre implementeres til notatark er det også vanskelig å se dersom det er blitt utført småfeil ved overføringen, og er således en mulig feilkilde.
- **Forenklinger.** Kompliserte opp- og utladningsstrategier har blitt forenklet til kun å omhandle en enkel strategi for dekking av energibehov. Valgte algoritme kan være innvirkende i andel energiforsyning fra forskjellige opphav, og derav størrelse på energikjøp og salg.
- **Usikkerhet i lastutvikling.** Det er viktig å undersøke sensitiviteten til valgene som tas under planleggingen av et mikronett. Kun én lastutvikling er analysert i eksempelet, og realiteten for prosjektets anbefaling vil dermed være usikker. Det kunne blitt undersøkt for flere scenarioer for lastutvikling, men har blitt begrenset. I analyseperioden på 30 år vil de siste årene gjerne være preget av usikkerhet.
- **Andel fleksibel last hos sluttbrukere.** For å kunne kutte eller flytte fleksibel last forutsettes installasjon av automatisk kontrollutstyr hos husholdninger, industri og andre nettkunder i mikronettet. Determinering av kunders villighet til å ha denne type utstyr kan være optimistisk, men er en forutsetning for å bygge et økonomisk gunstig mikronett. I tillegg til at andel fleksibel last i nettet kan være vanskelig å estimere sikkert, utgjør dette en feilkilde ved planlegging av mikronett.
- **Beregning av energiproduksjon.** Beregninger av energiproduksjon er utført deterministisk. Kraftproduksjon fra vindkraft estimeres ved å ta utgangspunkt i historiske data og fra solkraft ved å benytte overslag fra PVWatts. Dette betyr at prognosering av energiproduksjon er estimert til å gjentas periodisk, der størrelsesorden avhenger av dimensjon definert i de ulike alternativene. Ettersom at energiproduksjon på samme måte som forbruk er stokastisk, vil dette være en forenkling.

- **Programmeringsfeil.** Beregningene i oppgaven er utført med egenutviklede koder i MATLAB. Som følge av at planleggingsprosessen for et mikronett er kompleks, er også kodene komplekse, tross sammensetting av enkle funksjoner. Kodene er kun testet for laster på Utsira, men for ulike strategier og scenarioer med ulik tilnærming før bruk i det faktiske eksempelet for planlegging.

Det kunne således vært interessant å undersøke hvordan endring i disse parametrene ville endret anbefaling av alternativ for mikronett, og om et annet beregningsprogram kunne ført til like gunstige beregninger for total kostnader for mikronett.

Kapittel 7

Konklusjon og videre arbeid

7.1 Konklusjon

Ved å sammenfatte de viktigste faktorene ved et litteraturstudie og systematikk utviklet i forberedende prosjektoppgave har det blitt presentert en revidert utgave av systematikk vedrørende planlegging av mikronett. Systematikken inkluderer forslag til bruk av digitale verktøy for effektivisering av gjentakende prosesser, og foreslår algoritmer for implementering av blant annet laststyring og energiforsyning.

Oppgaven belyser fire dimensjonerende aspekter i planleggingen av et mikronett.

- Riktige inngangsdata
- Spenningskvalitet
- Investeringskostnader
- Energibehov i området

Ved å benytte systematikken og datasimuleringer vil en mikronettplanlegger enkelt kunne undersøke mange ulike alternativer, og ved hjelp av iterative prosesser hurtig forkaste eller modifisere alternativer som ikke tilfredsstillter kriterier underveis. Selv med en slik effektivisering er planleggingsarbeid omfattende og tidkrevende, spesielt med tanke på å innhente korrekte data for området. Det er likevel en avgjørende del av planleggingen, som også utgjør en feilkilde ved at det er vanskelig å forutsi nøyaktig fremtidig energibehov og fleksibilitet tilgjengelig hos sluttbrukere.

Oppgaven eksemplifiserer den reviderte systematikken i et reelt eksempel ved planlegging av mikronett på Utsira. Samfunnsøkonomisk og bedriftsøkonomisk optimale anbefaling vil sammenfall, og utgjør et tilknyttet mikronett med oppgradering av sjøkabel i år 2033 og installasjon av 3 MW vindkraftproduksjon, 1,3 MW diesellagregat og laststyringssystem. Dette alternativet og referansealternativet uten investering i energiproduksjon kan anbefales for videre analyse, med samfunnsøkonomiske kostnadsanslag på henholdsvis 62,8 og 72,3 millioner kroner beregnet i DYNKO. Ytterligere resultater tenderer med anbefaling av oppgradering av sjøkabel for tilgang til et *ideelt* batteri med miljøvennlig elektrisitet fra det norske kraftsystemet.

Sensitivitetsanalyse av anbefaling kan konkludere med at batterisystemer per dags dato ikke er en økonomisk investering i mikronett for langvarig energiforsyning. Det kan derimot være en mulighet for isolerte mikronett hvis en ekstrem reduksjon i investeringskostnadene finner sted. Dette forutsetter derimot også kostnadsreduksjon for produksjonsenheter for å bane vei for økonomisk fornuftig isolert mikronett.

7.2 Forslag til videre arbeid

Denne masteroppgaven har belyst viktige aspekter ved planleggingen av et mikronett. Ved planlegging av mikronett i et reelt case har den utviklede systematikken blitt eksemplifisert. Etersom at systematikken er egenutviklet og eksempelet begrenset av tid, kan videre potensiale for systematikk og for det spesifikke caset presenteres:

- Undersøke strategier for bruk av batteri for mer effektiv bruk i et mikronett og utvikle algoritme for implementering i planleggingsverktøy. Det kan være interessant å undersøke hvilken innvirkning ulike strategier for opp- og utladning har på kostnad og energibalanse i et mikronett.
- Utvikle algoritme for å finne optimal størrelse av batteri for en gitt energimiks med hensyn på økonomi. Dette kan danne et bedre inntrykk av hvilke kombinasjoner av elementer i et mikronettalternativ som er det mest lønnsomme.
- Estimere den potensielle verdien ved stokastisk prognosering av last ved å undersøke endringen i energibalansen ved justering av percentil i fordelingen til forbruksprognoser.
- Spesifikt for mikronettet på Utsira vil det være interessant å undersøke om endring i lastutvikling vil påvirke og redusere behov for installert effektkapasitet og derav investeringskostnader i mikronettet. Eksempelvis ved å utføre samme studie for etablert lastutvikling uten elektrisk ferje.

For fremtidige studier i forskningsfeltet for mikronett kan det være interessant å undersøke følgende punkter:

- Utvikle et sammensatt verktøy for planlegging av mikronett, eventuelt implementere algoritmer for energibalanse, laststyring og kostnad i eksisterende kommersielt verktøy for nettplanlegging som i tillegg har funksjon for analyse av forskriftskrav ved lastflytanalyser.
- Undersøke fleksibilitet i et mikronett som en mulighet for gunstig finansiering av kostbare investeringer og et mikronett av lavere dimensjon. For eksempel ved insentiv for å få tilgang til styring av prioriterte laster hos sluttbrukere i kritiske situasjoner.
- Undersøke fleksibilitet og villigheten til å gi fleksibilitet til nettet hos sluttbrukere generelt i det smarte nettet, men også spesielt i et mikronett. Hva må til, hvilke installasjoner trengs og hvilke kostnader medføres?
- Undersøke nærmere hvilke aspekter som er avgjørende for at et mikronett kan bli et fremtidig samfunnsøkonomisk lønnsomt og miljøvennlig alternativ til tradisjonell oppgradering av kraftnett i et spesifikt område.

Planlegging av et mikronett er individuelt fra prosjekt til prosjekt med ulike forutsetninger, og systematikken utarbeidet kan benyttes som en veileder for oversiktlig planlegging av et mikronett. Det kan være interessant å benytte systematikken i et annet case. I denne anledning kan det være interessant å planlegge for et område av annen lastskala eller klimaforutsetninger og derav potensiale for energiproduksjon. Avsidesliggende områder med lengre strekning til overliggende nett kan spesielt være aktuelt å undersøke for isolert mikronett.

Bibliografi

- [1] Øystein Ulleberg, Torgeir Nakken, and Arnaud Ete. 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*, 35(5):1841–1852, 2010.
- [2] IEC International Electrotechnical Commission. Microgrids - Technical Requirements - Protection, November 2017.
- [3] Katrine Utvik. Planleggingsmetodikk for mikronett på øyer og i grisgrente strøk i Norge, upublisert. *Prosjektoppgave NTNU*, 2018.
- [4] Hanne Sæle. Strømforbruk i husholdningene, 2010.
- [5] Sintef Energi. Planleggingsbok for kraftnett, 2016.
- [6] Erling Tønne. *Planning of the Future Smart and Active Distribution Grids*. PhD thesis, NTNU, 2017.
- [7] Olav Karstad Isachsen. Revidert kostnadsrapport. 2017.
- [8] The Institute of Applied Energy. Energy storage roadmap-technology and institution. In *ICEF-Innovation for Cool Earth Forum*, 2017.
- [9] Olje og energidepartementet. Forskrift om energiutredninger - Lovdata, 2012.
- [10] K.Sand og T.Solvang H.Seljeseth. Håndtering av utfordrende elektriske apparater som tilknyttet elektrisitetsnett. *Sintef Energi*, 2012.
- [11] Astrid Petterteig, Olve Mogstad, Thor Henriksen, and Øivind Haland. Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonsenheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 mw, til distribusjonsnett. *Technical guidelines for connection of DG*, 10, 2006.
- [12] Mari A. Pedersen. Rammevilkår for mikronett. *Prosjektoppgave NTNU*, 2017.
- [13] OECD/IEA. Status of power system transformation: System integration and local grids. 2017.
- [14] Peter Palensky and Dietmar Dietrich. Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads. *IEEE transactions on industrial informatics*, 7(3):381–388, 2011.
- [15] C. Abbey og G.Joos m.fl C.Marnay. *Microgrids 1 Engineering, Economics and Experience*. Cigre, Oktober 2015.
- [16] Martinsen Gunnar m.fl. Naas-Bibow, Jens. *Energiloven: med forskrifter og kommentarer*. Gyldendal Norsk Forlag AS, 2011.

- [17] Knut Hofstad og Tormod Eggan. Fritak for leveringsplikt: Prinsipper og prosedyrer. *NVE*, 1999.
- [18] Sanjay Bajpai Yibo Wang, Luciano Martini. Smart grids innovation challenge country report 2017: Strategies, trends and exertions of participant countries (step). *SMART GRIDS INNOVATION CHALLENGE*, 2017.
- [19] SSB Statistisk Sentralbyrå. Kommunefakta 1151-utsira. <https://www.ssb.no/kommunefakta/utsira>.
- [20] Arnold Håland. Utsira II vindkraftverk. Konsekvensutredning – KU av tema landskap og landskapsverdier, December 2016.
- [21] IEC. International Electrotechnical Commission. IEC/TS 62898-1 Ed.1: Microgrids – Guidelines for microgrid projects planning and specification, December 2016.
- [22] IEC. International Electrotechnical Commission. IEC/TS 62786 Ed.1: Distributed Energy Resources Connection with the Grid, November 2016.
- [23] Luan Wenpeng. Microgrids - Guidelines for Microgrid Operation (and Control), November 2017.
- [24] Kjell Sand. Dynko, versjon 5. *Dataprogram*, 1988.
- [25] D.T. Ton og M.A.Smith. The u.s. department of energy’s microgrid initiative. 2012.
- [26] International Electrotechnical Commission. Electropedia: The world’s online electrotechnical vocabulary. <http://www.electropedia.org/>.
- [27] P Mandatova and O Mikhailova. Flexibility and aggregation: Requirements for their interaction in the market, 2014.
- [28] Hanne Sæle, Bernt A. Bremdal, Inger Anne Tøndel, Maren Istad, Jan A. Fossnæs, Per Erik Nordbø, Henrik Kirkeby, Boye Annfelt Høverstad, og Gunnar Mathisen. Fremtidens fleksible distribusjonsnett: Fleksibel nettdrift, forbrukerfleksibilitet, plusskunder og forretningsmodeller. 2016.
- [29] IRENA. Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. 2017.
- [30] NVE. Plusskunder. 2017.
- [31] Hossein Lotfi and Amin Khodaei. Hybrid ac/dc microgrid planning. *Energy*, 118:37–46, 2017.
- [32] Det Kongelige Olje og Energidepartement. Kraft til endring: Energipolitikken mot 2030. *Meld.St. 25*, 2016.
- [33] Gilbert M Masters. *Renewable and efficient electric power systems*. John Wiley & Sons, 2013.
- [34] SX Chen, Hoay Beng Gooi, and MingQiang Wang. Sizing of energy storage for microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(1):142–151, 2012.
- [35] Jeroen Tant, Frederik Geth, Daan Six, Peter Tant, and Johan Driesen. Multiobjective battery storage to improve pv integration in residential distribution grids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(1):182–191, 2013.
- [36] Dave Turk. Energy storage in a low-carbon world. In *ICEF-Innovation for Cool Earth Forum*, 2017.

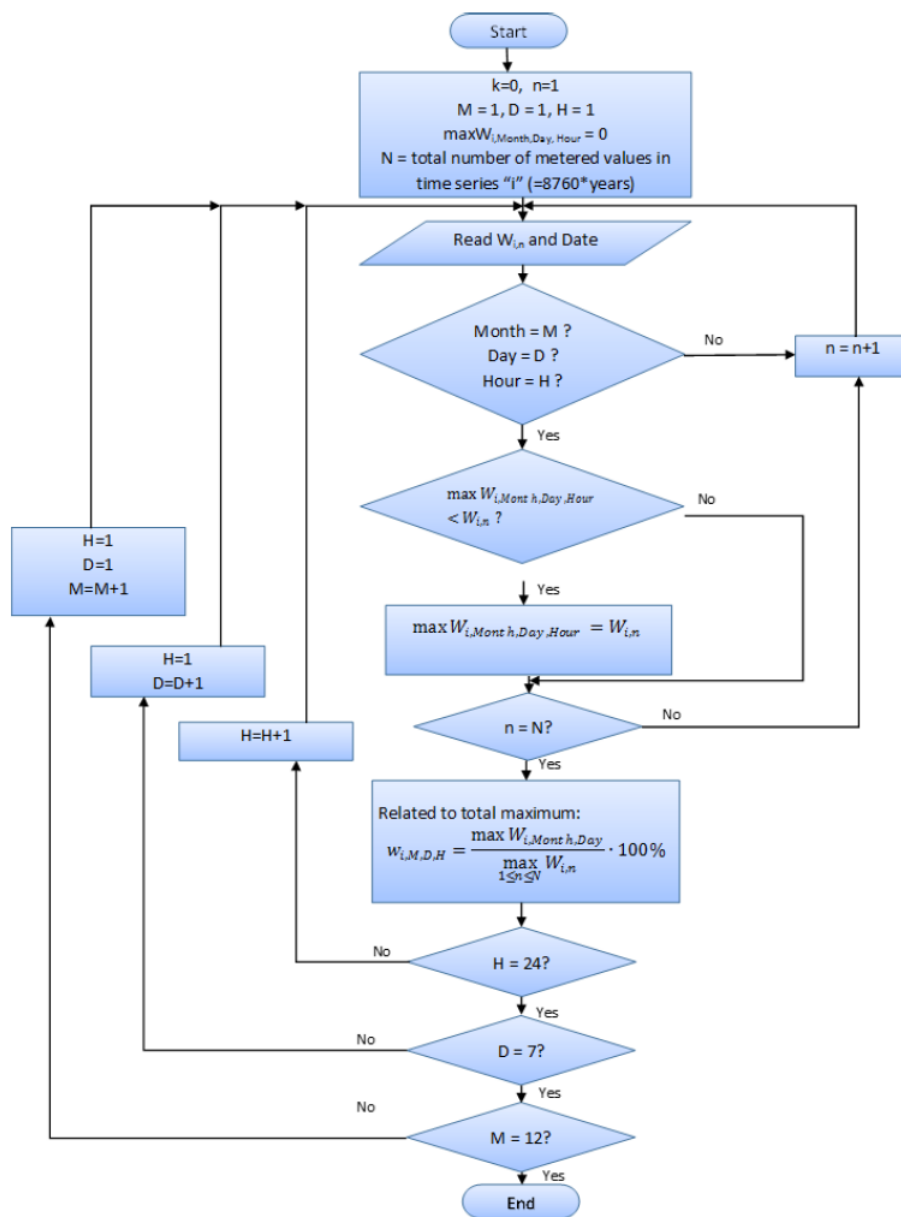
- [37] Ole Jakob Sjørdalen. Powershaper: A realisation of a cost-effective energy storage system. <https://www.forskningsradet.no/prosjektbanken/#/project/NFR/269696>, 2016.
- [38] Hassan Bevrani, Toshifumi Ise, et al. *Microgrid Dynamics and Control*. John Wiley & Sons, 2017.
- [39] Celine Mahieux and Alexandre Oudalov. Microgrids: The mainstreaming of microgrids using abb technologies. *ABB review*, (4):54–60, 2014.
- [40] IEC-International Electrotechnical Commission et al. Microgrids for disaster preparedness and recovery-with electricity continuity plans and systems. *White paper, Geneva, Switzerland*, 2014.
- [41] Jonas Tjäder og Susanne Aceky. The role and interaction of microgrids and centralized grids in developing modern power systems - a case review. *ISGAN*, 2017.
- [42] Jan Desmet. Gsgf report: Status and insight on microgrids: From pilot to commercial deployment. 2017.
- [43] NTNU. Matlab - ntnu wiki. <https://innsida.ntnu.no/wiki/-/wiki/norsk/matlab+for+studenter>.
- [44] Norges Vassdrags og Energidirektorat. Kraftsystemdata. *Stanford*, 2009.
- [45] Olje-og Energidepartementet. Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi mm (energiloven), 1991.
- [46] Rasjonell Elektrisk Nettvirksomhet. REN-blader. <https://www.ren.no/>, 2017.
- [47] NVE. Forenklede samfunnsøkonomiske vurderinger av forventede investeringer og alternative løsninger, 2017.
- [48] Runa Haave Andersson NVE. Selskapsmessig og funksjonelt skille, 2017.
- [49] Hege Sveaas Fadum and Camilla Aabakken. Veileder til leveringskvalitetsforskriften-Høringsversjon, October 2016.
- [50] Olje-og Energidepartementet. Forskrift om måling, avregning, fakturering av netjtjenester og elektrisk energi, nettselskapets nøytralitet mv., 1999.
- [51] Olje og Energidepartementet. Forskrift om energiutredninger. *Lovdata*, 2004.
- [52] Wencong Su, Jianhui Wang, and Jaehyung Roh. Stochastic energy scheduling in microgrids with intermittent renewable energy resources. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4):1876–1883, 2014.
- [53] GR Aghajani, HA Shayanfar, and H Shayeghi. Demand side management in a smart micro-grid in the presence of renewable generation and demand response. *Energy*, 126:622–637, 2017.
- [54] Norges vassdrags-og energidirektorat. Mulige utviklinger i behov for overføringskapasitet og lastflytanalyser. <https://www.nve.no/energiforsyning-og-konsesjon/nett/kraftsystemutredninger/veiledningsmateriale/mulige-utviklinger-i-behov-for-overforingskapasitet-og-lastflytanalyser/>, 2017.

- [55] Eisa Almeshaei and Hassan Soltan. A methodology for Electric Power Load Forecasting. *Alexandria Engineering Journal*, 50(2):137–144, June 2011.
- [56] Dipl-Wi-Ing Christoph Michael Flath. Flexible demand in smart grids, modeling and coordination. 2013.
- [57] EnergiNorge. Fremtidig organisering av monopol og marked. Et diskusjonsnotat om ulike modeller for itnegrasjon mellom fleksibilitetsmarkeder og aktører, 2016.
- [58] Nicholas Beere, Donald McPhail, and Rahul Sharma. A general methodology for utility microgrid planning: A cairns case study. In *Power and Energy Engineering Conference (APPEEC), 2015 IEEE PES Asia-Pacific*. IEEE, 2015.
- [59] Olje og Energidepartementet. Nou 2012:9 energiutredningen-verdiskaping, forsyningssikkerhet og miljø. <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/2012/nou-2012-9/12.html>, 2012.
- [60] JA Pecas Lopes, N Hatziargyriou, J Mutale, P Djapic, and N Jenkins. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric power systems research*, 77(9):1189–1203, 2007.
- [61] Pavlos S Georgilakis and Nikos D Hatziargyriou. Optimal distributed generation placement in power distribution networks: models, methods, and future research. *IEEE Transactions on power systems*, 28(3):3420–3428, 2013.
- [62] Shaghayegh Bahramirad and Ernst Camm. Practical modeling of smart grid smsTM storage management system in a microgrid. In *Transmission and distribution conference and exposition (T&D), 2012 IEEE PES*, pages 1–7. IEEE, 2012.
- [63] Wirote Buaklee and Komsan Hongesombut. Optimal dg allocation in a smart distribution grid using cuckoo search algorithm. In *Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON), 2013 10th International Conference on*, pages 1–6. IEEE, 2013.
- [64] Sonja Wogrin and Dennice F Gayme. Optimizing storage siting, sizing, and technology portfolios in transmission-constrained networks. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(6):3304–3313, 2015.
- [65] Yujie Tang and Steven H Low. Optimal placement of energy storage in distribution networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 8(6):3094–3103, 2017.
- [66] J.Heggset A.T.Holen, G.H.Kjølle. Pålitelighetsanalyse av fordelingsnett. *Forelesningsnotat for fag 41221*, 1999.
- [67] O H.Westhagen og Faafeng, KG Hoff, T Kjeldsen, and E Røine. Prosjektarbeid. *Utviklings-og endringskompetanse*, 6.utgave, 2008.
- [68] Atle Grimsby. Energi og klimaplan 2015-2019 — Utsira kommune, 2015.
- [69] Direktoratet for kulturminneforvaltning Riksantikvaren. Kulturminnesøk. <https://kulturminnesok.no/>, 2018.
- [70] Solvind Prosjekt AS. Konesjonssøknad med konsekvensutredning - for Utsira ii vindkraftverk, 2017.
- [71] National Renewable Energy Laboratory, NREL. PVWatts Calculator, 2017.

- [72] Jonatan Nilsson, Lars Helge Stien, Martin Haugmo Iversen, Tore S Kristiansen, Thomas Torgersen, Frode Oppedal, Ole Folkedal, Malthe Hvas, Kristine Gismervik, Kristian Ellingsen, et al. Velferdsindikatorer for oppdrettslaks: Hvordan vurdere og dokumentere fiskevelferd-del a. fiskevelferd og oppdrettslaks, kunnskap og teoretisk bakgrunn. *Velferdsindikatorer for oppdrettslaks: Hvordan vurdere og dokumentere fiskevelferd*, 2017.
- [73] Bethany Sparn, Kate Hudon, and Dane Christensen. Laboratory performance evaluation of residential integrated heat pump water heaters. Technical report, National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States), 2014.
- [74] Benedicte Langseth. Analyse av energibruk i yrkesbygg - Formålsdeling, trender og drivere, 2016.
- [75] Nord Pool Spot. Historical market data. <http://www.nordpoolspot.com/historical-market-data/>, 2018. Online: [Hentet: mars 2018].
- [76] C. Mampaey og G.Antic m.fl C.Jensen. *Third-Party Damage to Underground and Submarine Cables*. Cigre, 2009.
- [77] BNEF. Lithium-ion battery costs: Squeezed margins and new business models. <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-costs-squeezed-margins-new-business-models/>, 2017.

Tillegg A

Flytskjema: Forbruksprofiler



Figur A.1: Flytskjema: Estimering av forbruksprofiler [6].

Tillegg B

Kostnader

Solstrøm Oslo (PV)					
Ytelse	Type anlegg MWp	Enebolig 0,01	Enebolig, inkl. mva. 0,01	Næring 0,1	Industri 0,5
Fullasttimer	timer/år	920	920	920	920
Investeringskostnader					
Modul	kr/kWp	7 163	8 954	6 896	6 560
Annet utstyr	kr/kWp	5 937	7 422	4 462	4 245
Installasjon	kr/kWp	4 399	5 499	3 096	2 946
Byggetidsrenter	kr/kWp	0	0	0	0
Sum investeringskostnader	kr/kWp	17 500	21 875	14 454	13 751
Faste driftskostnader	kr/kW/år	88	109	145	138

Figur B.1: Kostnad solkraft [7].

Landbasert vindkraft				
Ytelse representert	Enhet MW	2014-2015 65	2011-2013 348	2007-2008 108
Fullasttimer (gjennomsnitt)	timer/år	3 323	2 831	2 832
Investeringskostnader (gjennomsnitt)				
Turbiner	kr/kW	7 874	8 341	7 244
Fundament	kr/kW	730	671	511
Bygg/vei/kai/anlegg	kr/kW	1 423	1 862	746
internt nett	kr/kW	268	581	397
eksternett	kr/kW	239	521	815
Grunnervervelse & engangskostnader	kr/kW	92	184	42
Prosjektledelse	kr/kW	383	759	400
Byggetidsrenter	kr/kW	764	897	705
Sum investeringskostnader	kr/kW	11 774	13 816	10 859
Variable drifts- og vedlikeholdskostnader	øre/kWh	10	10	10

Figur B.2: Kostnad landbasert vindkraft [7].

Vannkraft				
Eksempel	Enhet MW	Idriftsatt småkraft 2014-2015 3	Konsesjoner < 10 MW 3	Konsesjoner >= 10 MW 17
Fullasttimer (gjennomsnitt)	timer/år	2 700	2 700	3 300
Investeringskostnader (gjennomsnitt)				
Investeringskostnader (gjennomsnitt)	kr/kW	11 550	11 400	11 650
Byggetidsrenter	kr/kW	693	684	1 069
Sum investeringskostnader	kr/kW	12 243	12 084	12 719
Variable drifts- og vedlikeholdskostnader	øre/kWh	7	7	4

Figur B.3: Kostnad vannkraft [7].

Dieselkraftverk				
Ytelse	Enheter MW _{el}	0,1	1	10
Fullastimer	timer/år	8 500	8 500	8 500
Elvirkningsgrad (nedre brennverdi)	%	33 %	38 %	41 %
Investeringskostnader				
Maskiner og utstyr	kr/kW _{el}	4 589	2 267	2 030
Byggekostnader	kr/kW _{el}	1 377	680	405
Nettilknytning	kr/kW _{el}		713	248
Prosjektering og administrasjon	kr/kW _{el}	896	443	367
Byggetidsrenter	kr/kW _{el}	412	246	183
Sum investeringskostnader	kr/kW _{el}	7 273	4 349	3 233
Faste driftskostnader				
kr/kW _{el} /år				
Brensels- og utslippskostnader				
Spesifikt brenselforbruk:	kWhbrensel/kW _h el	3,0	2,6	2,4
Brenselspriser				
Lettolje	øre/kWhbrensel	52,3	41,0	41,0
Naturgass	øre/kWhbrensel	19,3	19,3	19,3
LPG	øre/kWhbrensel	38,2	38,2	38,2
CO ₂ -avgift				
Lettolje	øre/kWhbrensel	12,0	12,0	12,0
Naturgass	øre/kWhbrensel	8,7	8,7	8,7
LPG	øre/kWhbrensel	9,7	9,7	9,7
NO _x -avgift				
Lettolje	øre/kWhbrensel			1,9
Naturgass	øre/kWhbrensel			1,9
LPG	øre/kWhbrensel			1,9
Grunnavgift				
Lettolje	øre/kWhbrensel	16,0	16,0	16,0
Sum brensels- og utslippskostnader				
Lettolje	øre/kW _h el	243,43	181,65	173,02
Naturgass	øre/kW _h el	85,11	73,91	73,16
LPG	øre/kW _h el	145,19	126,08	121,52
Variable kostnader eks brensel	øre/kW _h el	15,1	4,9	1,5

Figur B.4: Kostnad dieselkraftverk [7].

Stasjonær MCFC brenselcelle				
Ytelse	Enhet MW _{el}	grunnlast	spisslast	
			0,5	1,4
Fullastimer	timer/år	7 000		4 000
Virkningsgrad	%	85 %		85 %
Elandel	%	56 %		56 %
Varmeandel	%	44 %		44 %
Investeringskostnader				
Maskiner og utstyr	kr/kW _{el}			
Byggekostnader	kr/kW _{el}			
Nettilknytning	kr/kW _{el}			
Prosjektering og administrasjon	kr/kW _{el}	34 551		34 551
Byggetidsrenter	kr/kW _{el}	2 073		2 073
Sum investeringskostnader	kr/kW _{el}	36 625		36 625
Faste driftskostnader				
kr/år				
Spesifikt brenselforbruk	SM ₃ /kW _h el	0,2		0,2
Brenselskostnad	øre/kW _h el	40,6		40,6
CO ₂ -avgift	øre/kW _h el	18		18
NO _x -avgift	øre/kW _h el	0		0
CO ₂ -kvoter	øre/kW _h el	0		0
Brensels- og utslippskostnader	øre/kW _h el	59,0		59,0
Variable kostnader eks brensel	øre/kW _h el	95		45

Figur B.5: Kostnad brenselcelle [7].

Biokraftverk		Fuktig flis (50 %)		Tørr flis (10 %)		Pellets	
Ytelse	Enheter MW _{el}	10	50	10	50	10	50
Elvirkningsgrad		28 %	30 %	29 %	29 %	29 %	31 %
Fulllasttimer	timer/år	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000
Investeringskostnader							
Maskiner og utstyr	kr/kW _{el}	29 900	18 000	29 900	18 000	24 000	14 400
Byggekostnader	kr/kW _{el}	9 300	5 600	9 300	5 600	7 400	4 500
Nettilknytning	kr/kW _{el}	230	170	230	170	230	170
Prosjektering og administrasjon	kr/kW _{el}	7 000	4 200	7 000	4 200	5 600	3 400
Byggetidsrenter	kr/kW _{el}	3 814	2 298	3 814	2 298	3 059	1 846
Sum investeringskostnader	kr/kW _{el}	50 244	30 268	50 244	30 268	40 289	24 316
Faste driftskostnader	kr/kW _{el} /år	840	360	840	360	770	340
Spesifikt brenselforbruk	kg/kW _{el}	1,53	1,43	0,75	0,75	0,74	0,69
Brenselspris	øre/kg	39,66	39,66	110,4	110,4	161,0	161,0
NOx-avgift	øre/kWh	1,19	1,11	1,05	1,02	1,09	1,02
Brensels- og utslippskostnader	øre/kW _{el}	61,91	57,78	83,81	83,78	120,05	112,31
Variable kostnader eks brensel	øre/kW _{el}	8,5	7,8	8,4	7,6	8,4	8,4
LCOE	øre/kW _{el}	122,4	95,3	144,4	121,4	172,1	145,9

Figur B.6: Kostnad biobrensel [7].

Stationary Electric Energy Storage System

(source) summarized by The Institute of Applied Energy from various information sources

Technology	Order of Capacity (MWh)	Cycle Efficiency (%)	Energy Density (Wh/l)	Initial Investment Cost (USD/kWh)	Initial Investment Cost (USD/kW)	Maturity*	Discharge Time				
							Sec.	Min.	Hr.	Day	Month /Season
PSH	100-1,000	50-85	0.1-0.2	250-430	500-4,600	H	←————→				
CAES**	10-1,000	27-70	2-6	60-130	500-1,500	H	←————→				
LAES	10-1,000	55-85	N.A.	260-530	900-1,900	M-H	←————→				
Power to Hydrogen	10-1,000	22-50	600***	440-870****	500-750	M-H	←————→				
Battery	0.1-100	75-95	20-400	290-2,000	300-3,500	M-H	←————→				
SMES	0.1-10	90-95	6	700,000	130-520	L-M	←————→				
Flywheel	0.1	90-95	20-80	7,800-8,800	130-500	M	←————→				
Capacitor	0.1	90-95	10-20	1,000	130-520	M	←————→				

PSH: Pumped-Storage Hydropower
CAES: Compressed Air Energy Storage
LAES: Liquid Air Energy Storage
SMES: Superconducting Magnetic Energy Storage

(notes)* L:Low M:Medium H:High
** Underground Cavern Storage Case
*** 600bar Compressed H₂ Case
**** Hydrogen Production Facility Only

Figur B.7: Kostnad diverse lagringenheter [8].

Tillegg C

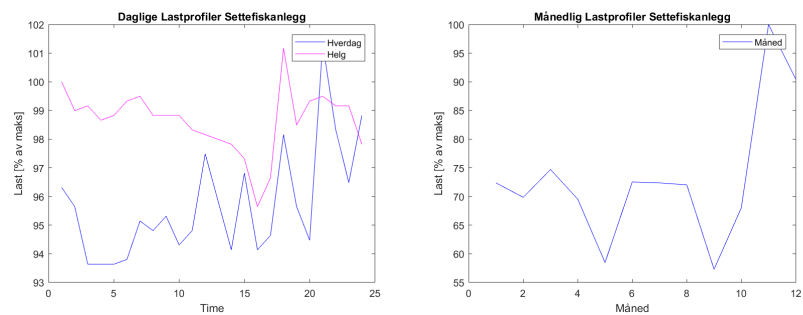
Rammevilkår for mikronett

Navn på lov	Spesiell interesse:
Energiloven	Anleggskonsesjon. Områdekonsesjon Leveringsplikt Tilknytningsplikt Organisatoriske prinsipper
Plan og bygningsloven	Plandelen (§§3-1 - 5-6) §20-6 Unntak fra søknadsplikt for visse tiltak som behandles etter andre lover
Veglova	§32: Regler om nærføring ved elektriske kabler med mer §57: Regler om graving, sprenging osv. ved offentlig vei §29 og §30 Regler om byggegrense til offentlig vei
Jernbaneloven	§10: Behov for avtale med kjøreveiens eier ved nærføring av kabler med mer. Rettigheter etter denne bestemmelsen kan eksproprieres.
Tinglysingsloven	Regler knyttet til tinglysning av dokumenter knyttet til fast eiendom Tinglysning av rettigheter til linjer, kabler og nettstasjoner på annen matts grunn
Kulturminneloven	Vern og sikring av kulturminner og kulturmiljø Må ivaretas ved arbeid i eller på grunnen
Servituttloven	Sentrale bestemmelser er i første rekke §§ 5-8
Oreigningslova	Tvangsmessig erverv av annen matts eiendom og rettigheter over annen matts eiendom (ekspropriasjon) §2: Oreigningsinngrep kan settes i verk hvis det trengs til/for varmekraftverk, vindkraftverk, kraftliner, transformatorstasjoner og andre elektriske anlegg.
Skjønnsprosessloven	Prosessuelle regler knyttet til rettslige skjønn Verdsettelse av eiendom/eiendomsinngrep
Ekspropriasjonserstatningsloven	Prinsipper som skal anvendes når ekspropriasjonsinngrep vedtatt med hjemmel i oreigningsloven skal verdsettes.
Reindrifftsloven	Sikre bærekraftig utnyttning av reinbeiteressursene i og utenfor reindrifftsarealene i de samiske reinbeiteområdene.
El-tilsynsloven	Sikkerhets- og elektriske forstyrrelseskrav for el. anlegg/utstyr. Krav om kvalifikasjoner til arbeidsutførende person.

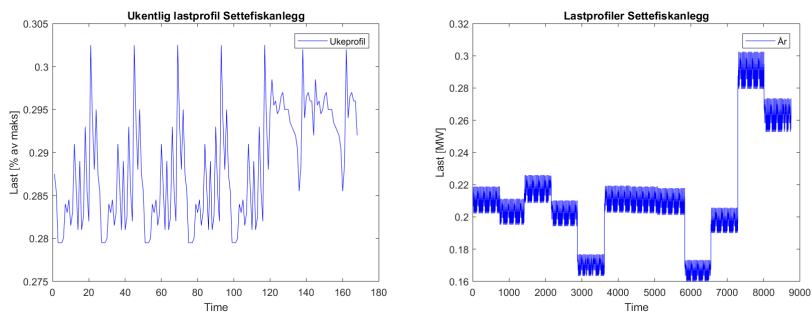
Tabell C.1: Lover av interesse for planlegging av mikronett [12]

Tillegg D

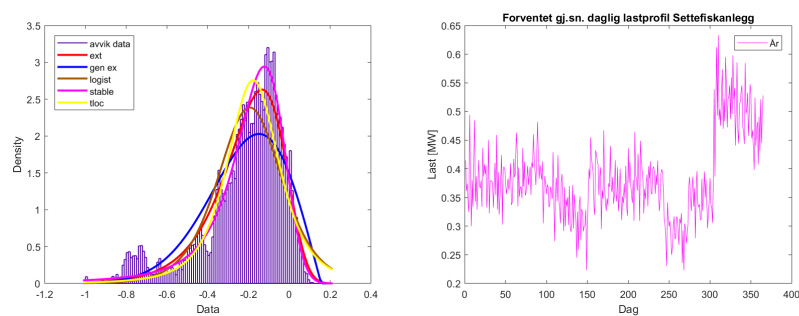
Stokastisk prognosering



Figur D.1: Forbruksmønster Utsira Laks



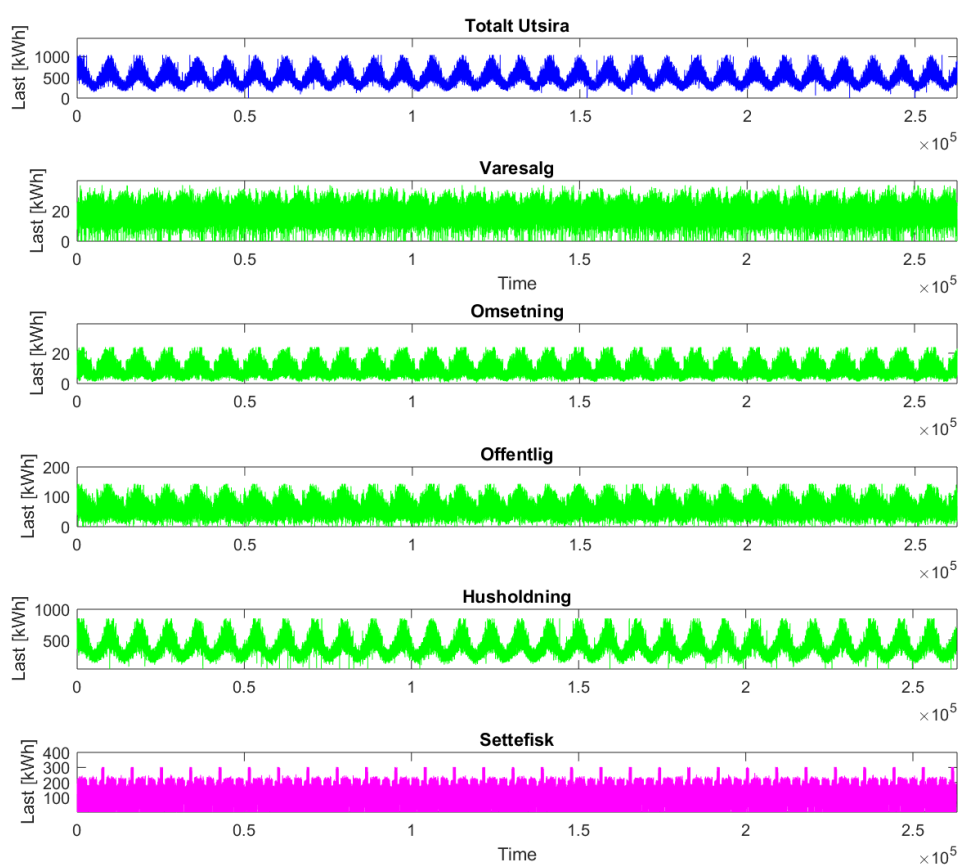
Figur D.2: Uke og årlig variasjon Utsira Laks.



Figur D.3: Avvik og gjennomsnittlig daglig forbruk Utsira Laks

Tillegg E

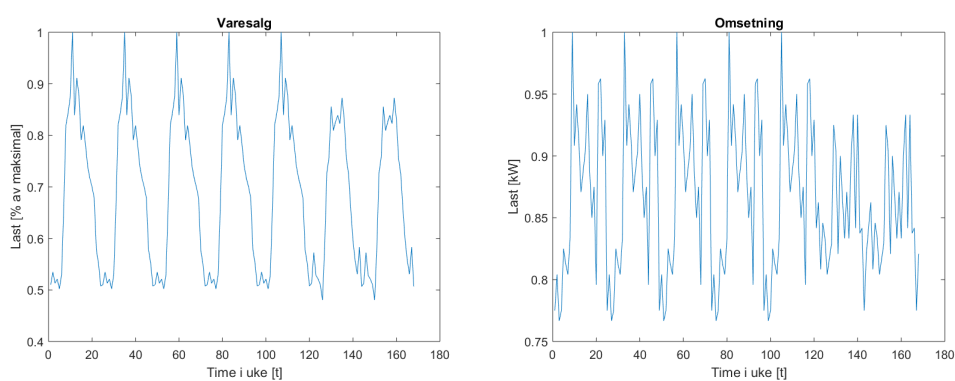
Total belastning Utsira



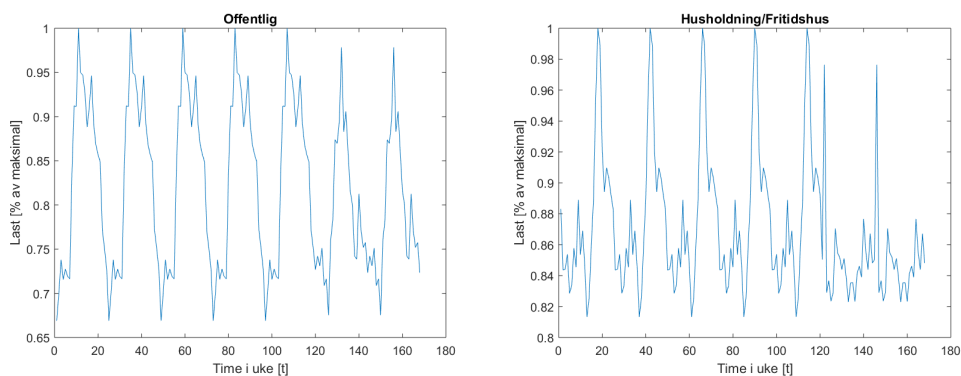
Figur E.1: Stokastisk årlig prognose for laster på Utsira.

Tillegg F

Ukeprofiler Belastning Utsira



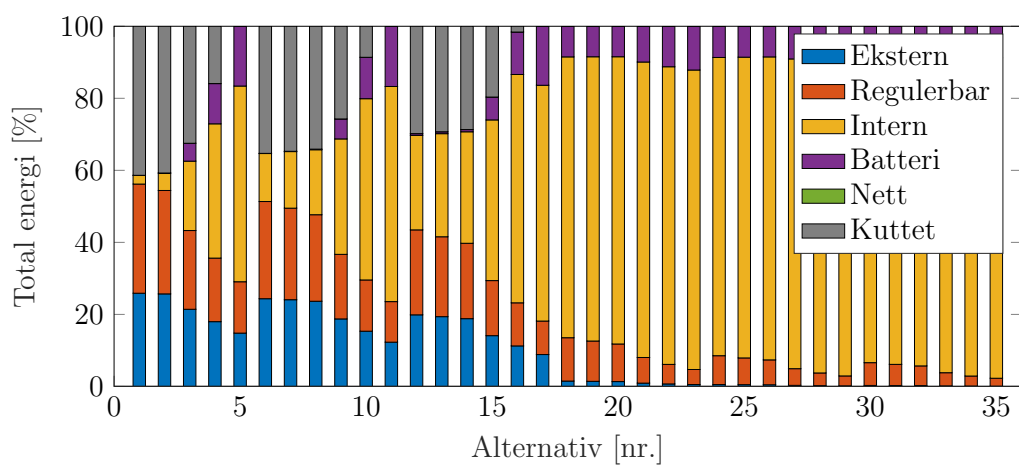
Figur F.1: Ukeprofil sluttbrukergrupper 19 og 26



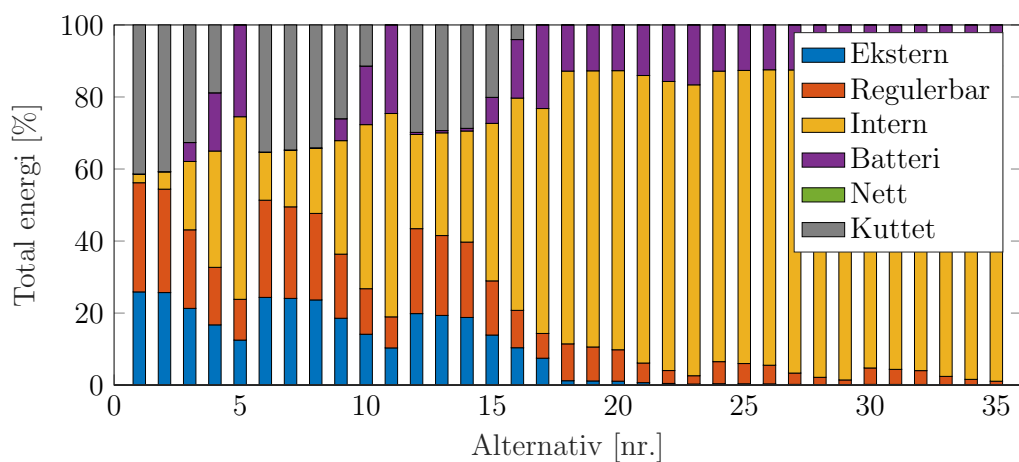
Figur F.2: Ukeprofil sluttbrukergrupper 29 og 35/36

Tillegg G

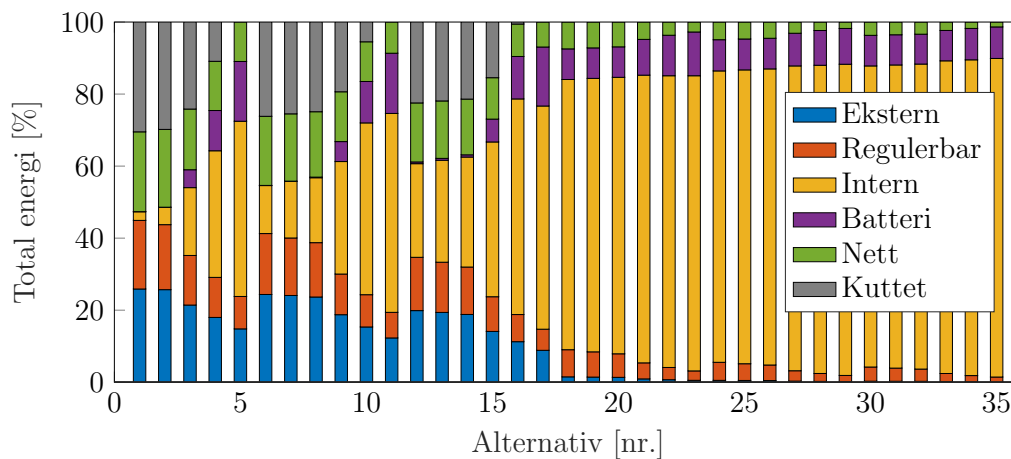
Energifordeling mikronett



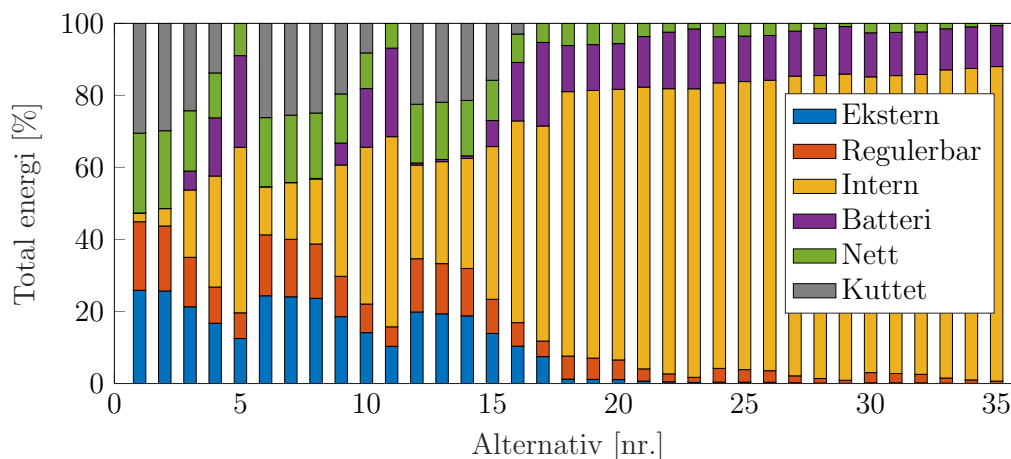
Figur G.1: Fordeling energiforsyning 10 MWh batteri, isolert.



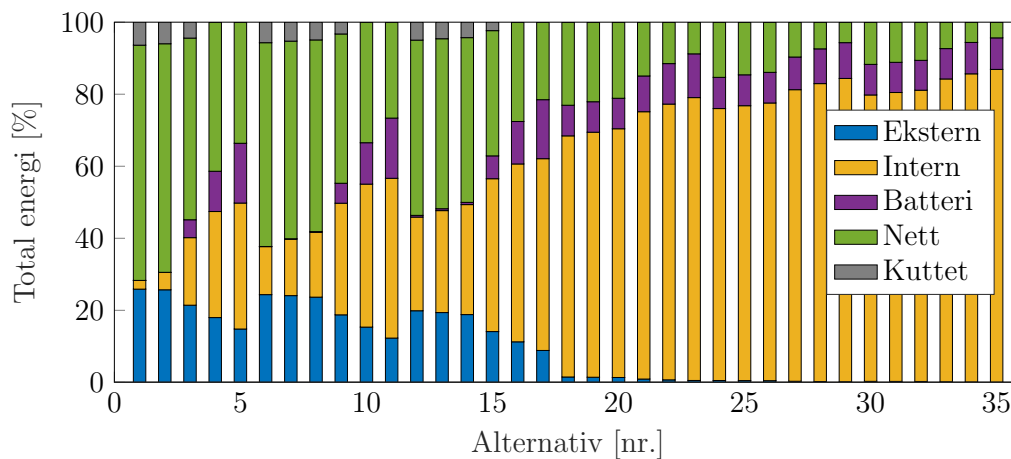
Figur G.2: Fordeling energiforsyning 20 MWh batteri, isolert.



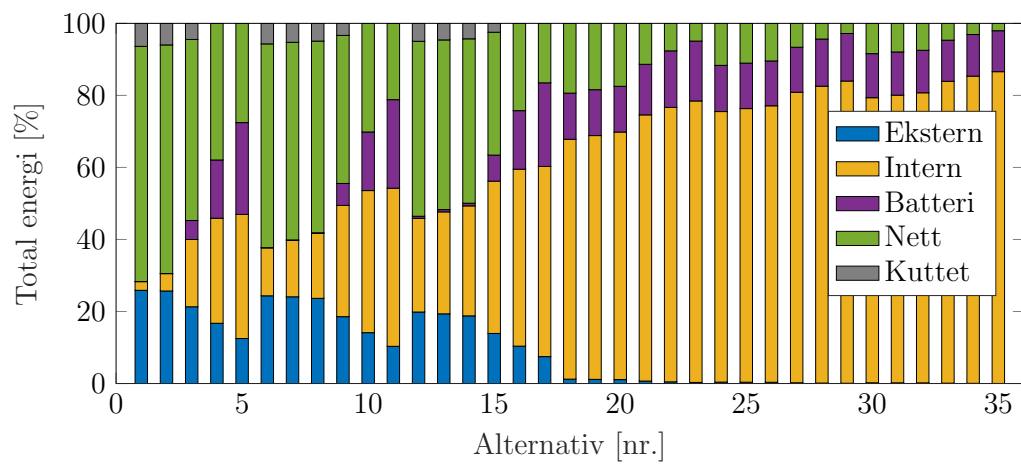
Figur G.3: Fordeling energiforsyning 10 MWh batteri, semi-isolert.



Figur G.4: Fordeling energiforsyning 20 MWh batteri, semi-isolert.



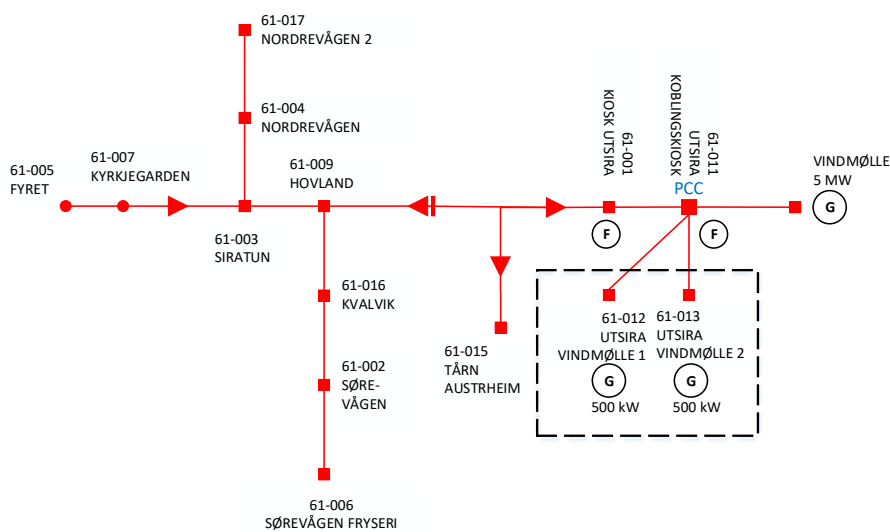
Figur G.5: Fordeling energiforsyning 10 MWh batteri, tilknyttet.



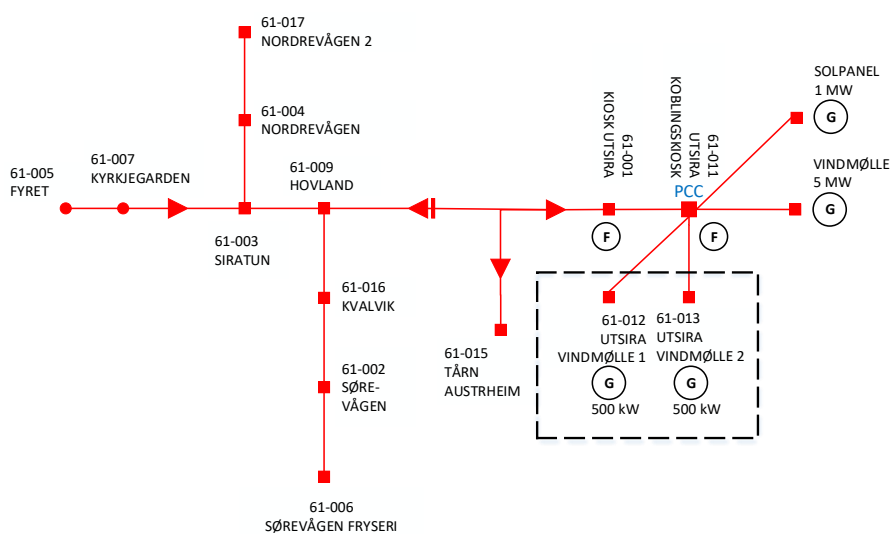
Figur G.6: Fordeling energiforsyning 20 MWh batteri, tilknyttet.

Tillegg H

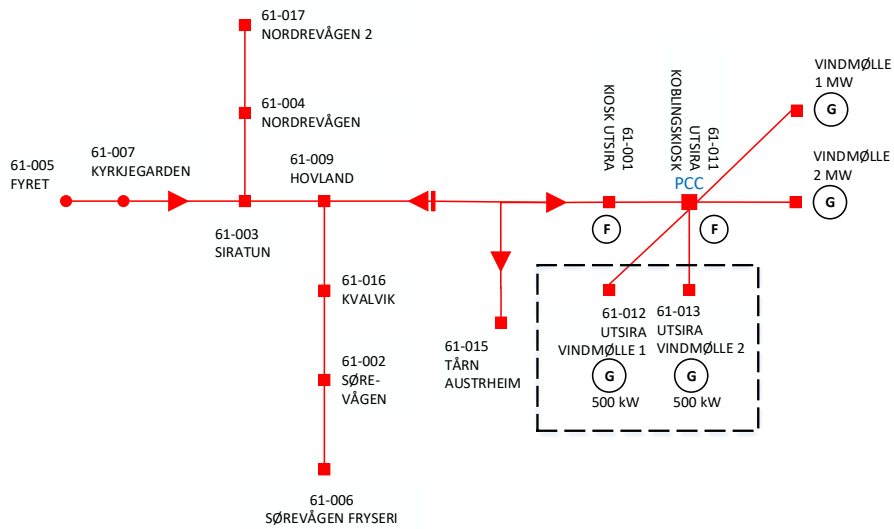
Mikronettstrukturer



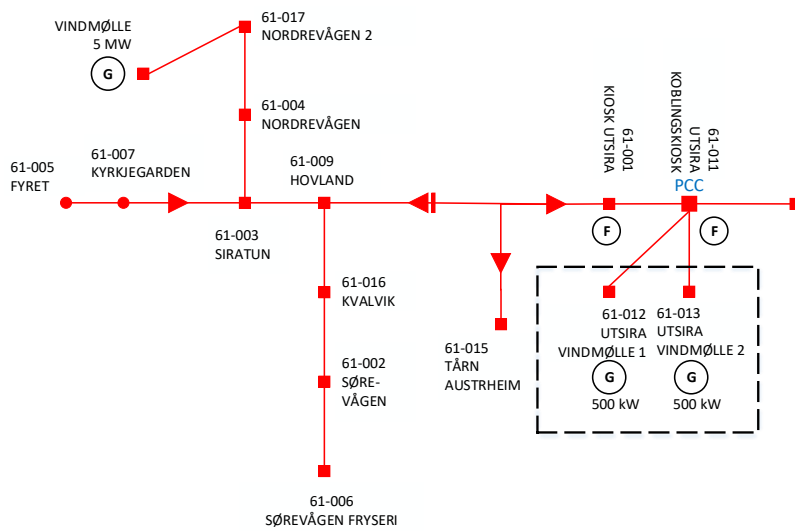
Figur H.1: Mikronett 18, struktur PCC.



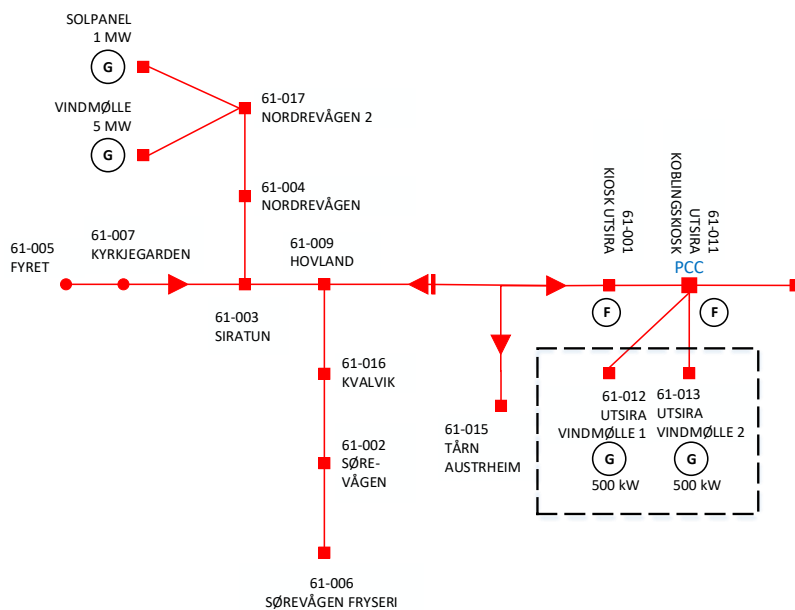
Figur H.2: Mikronett 20, struktur PCC.



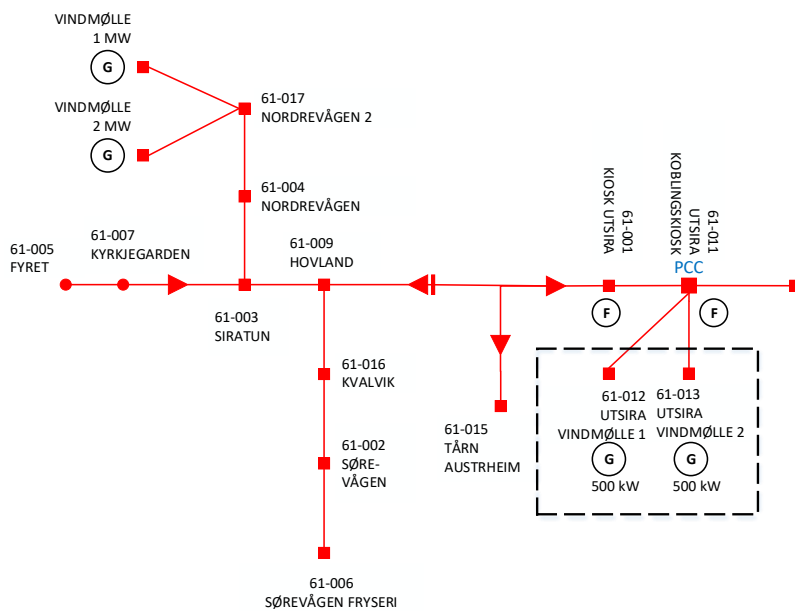
Figur H.3: Mikronett 37, struktur PCC.



Figur H.4: Mikronett 18, struktur ytterst.



Figur H.5: Mikronett 20, struktur ytterst.



Figur H.6: Mikronett 37, struktur ytterst.