Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Fakultet for miljøvitenskap og teknologi
Institutt for matematiske realfag og teknologi

Masteroppgave 2014
30 stp

Ny elektrisitetsforsyning av øya Myken på Helgelandskysten

New Electric Power Supply of the Island of Myken on Helgelandskysten

Emil André Bergmann

Ny elektrisitetsforsyning av øya Myken på Helgelandskysten

FORORD

Denne masteroppgaven markerer mitt endepunkt som student ved studiet Industriell Økonomi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet på Ås.

Øya Myken på Helgelandskysten har i nesten hele mitt liv vært mitt andre hjemsted, og problemstillingen i oppgaven er derfor basert på subjektive bekymringer rundt fremtidig elektrisitetsforsyning av øya. Samtidig er håpet at resultatene fra oppgaven har overføringsverdi til andre isolert lokalsamfunn som forsynes med elektrisitet i svake og eldende kraftnett. Med en kommunal, fylkeskommunal og statlig eierandel i Norges nettselskaper på omtrent 80 %, vil effektiv drift av disse nettselskapene være av stor betydning for det norske samfunnet. Oppgaven går i store trekk ut på å finne den beste løsningen blant tre undersøkte alternativer for elektrisitetsforsyning av Myken. Oppgavens tverrfaglighet oppsummerer mitt studium på en god måte, med faglig tilknytning til teknologiske så vel som økonomiske studier.

Mange fortjener en stor takk støtte og hjelp under skrivingen av oppgaven. Først og fremst vil jeg takke min veileder ved NMBU, Petter H. Heyerdahl, for engasjement og inspirasjon under hele oppgaveprosessen. Takk også til alle mine kilder utenfor universitetet. Spesielt viktig i oppgaven har forbruksdata for Givær levert fra Nordlandsnett AS og vinddata fra Vardøya levert fra Troms Kraft AS og Kjeller Vindteknikk.

Ås, 13. mai 2014

Emil André Bergmann

Norges miljø- og biovitenskapelige universitet

SAMMENDRAG

Denne masteroppgaven undersøker alternativer for hvordan øya Myken bør forsynes med elektrisitet når den eksisterende sjøkabelen er forventet å nå sin endelige levetid i nær fremtid. To av de undersøkte alternativene omfatter lokal og selvforsynt elektrisitetsproduksjon; et dieselkraftsystem og et hybridsystem bestående av vindkraft og dieselkraft. I det tredje scenarioet vil en ny sjøkabel erstatte den eksisterende sjøkabelen. Det er vurdert til at nettselskapet vil være nødt til å opprettholde sin leveringsplikt til Myken så lenge det eksisterer en fastboende befolkning og aktiv næringsvirksomhet på øya.

Scenarioet som befatter utlegging av ny sjøkabel, som vil koble Myken til sentralnettet i Norge, ble fort avskrevet som beste mulighet for elektrisitetsforsyning av øya. Scenarioet vil gi langsiktige marginale energikostnader på nesten 4 kr/kWh for nettselskapet, og en netto nåverdi på $-41\,700\,000\ kr$ i løpet av den 50 år lange forventede levetiden til scenarioet. Den største ulempen knyttet til scenarioet er vurdert til å være de store, ugjenkallelige investeringskostnadene for sjøkabel, ettersom det er knyttet stor usikkerhet til det fastboende befolkningsgrunnlaget på Myken i fremtiden.

Det undersøkte dieselkraftsystemet har vist seg å gi omtrent likeverdige langsiktige marginale energikostnader som sjøkabelscenarioet (3,79 kr/kWh). Netto nåverdi for scenarioet på $-18\,000\,000\ kr$ er likevel mye høyere. Den korte forventede levetiden på 10 år og de lave investeringskostnadene til dieselkraftsystemet er vurdert til som positive faktorer for scenarioet, grunnet nevnte usikre befolkningsgrunnlag på Myken. Dersom det legges til grunn en fastboende befolkning og/eller aktiv næringsvirksomhet på øya i mer enn ti år fra prosjektets iverksettelse, er dieselkraftsystemet funnet til *ikke* å være det beste alternativet for ny elektrisitetsforsyning av Myken.

Av de undersøkte scenarioene har hybridsystemet vist seg å genere de laveste langsiktige marginale energikostnadene for energi ($2{,}91\ kr/kWh$), og de største inntektene i form av kraftsalg, nettleie og salg av elsertifikater. Hybridsystemet har også vist seg å være alternativet som bidrar til de største negative konsekvensene for lokalmiljøet på Myken, hovedsakelig grunnet oppføring av den 45 meter høye vindturbinen i scenarioet. Dersom det legges til grunn at det vil eksistere en fastboende befolkning på Myken i mer enn 10 år fra iverksettelse av valgte scenario, er det funnet at hybridsystemet representerer det beste undersøkte alternativet til fremtidig elektrisitetsforsyning av Myken.

For hybridsystemet er det undersøkt til hvilken grad energilagring kan bidra til overføring av energi, samt å avlaste dieselgeneratorer i kraftsystemet. Det er konkludert med at batterier i hybridsystemet med tilgjengelig energi > 10 kWh vil redusere antall tomgangstimer og antall oppstarter for dieselgeneratorene, men ikke til hvilken grad. For å gjøre bedre vurderinger av dette kreves det et bedre datasett over kraftforbruk og vindhastigheter for øya.

ABSTRACT

The master thesis investigates options for power supply of the small island Myken in the county of Nordland in Norway, when the existing sea cable is expected to reach its final life time in the near future. Two of the scenarios include stand-alone power systems, one diesel power system and one hybrid power system, comprising of diesel and wind power. The third scenario investigates the opportunity to replace the existing sea cable with a new sea cable. The distributor company of the region has to maintain its obligation to deliver power to Myken, no matter the cost, as long as there exist a permanent population and/or active business on the island.

The scenario that includes laying out a new sea cable, connecting Myken to the national grid in Norway, was early in the process found to be too expensive and to be subject to a very high degree of uncertainty. The scenario would lead to costs of energy of almost $4\ NOK/kWh$ for the distributor company, and a net present value of $-41\ 700\ 000\ kr$ over the life expectancy of 50 years for the sea cable. The main drawback of the scenario was considered to be the large sunk cost associated with the investments of the scenario, as there are large uncertainties associated with the permanent population on the island.

The investigated diesel power system has been shown to give approximately the same levelized costs of energy as the sea cable scenario. The net present value are still much higher, at $-18\ 000\ 000\ NOK$. The short life expectancy, 10 years, and the low investment costs of the diesel power system have been positive in the evaluation of the scenario. Still, the scenario has not been recommended as the best way to renew the power supply of Myken.

Of the investigated scenarios, the hybrid system has shown to generate the lowest levelized cost of energy, and the largest incomes to the distributor company through sale of electricity, network tariffs and sale of green certificates. The hybrid system has also been shown to be the alternative that will lead to the largest negative environmental consequences of the island, mainly through visual pollution of the wind turbine. If there is expected to remain a permanent population and/or an active business environment on Myken in more than 10 years from the implementation of the scenario, the master thesis concludes that the hybrid system is the best option for future power supply of Myken.

For the hybrid system, there has also been investigated in what degree energy storage systems can contribute to increase the penetration of renewable energy in the power system, and to lower the idle time and the number of starts/stops of the diesel generators. It has been concluded that batteries in the hybrid system with available energy > 10 kWh will reduce the idle time and the

number of starts and stops of the diesel generators, but not to what extent. In order to better evaluate this, better and higher resolution data of energy consumption and wind is needed.

Innhold

FORORD 1
SAMMENDRAG 2
ABSTRACT 4
1. BAKGRUNN FOR OPPGAVEN 9
1.1. Elektrisitetsforsyning av Myken 9
1.2. Elektrisitetsselvforsynte lokalsamfunn 9
1.3. Regulering av nettselskaper i Norge 10
1.4. Netteierens leveringsplikt 10
2. PROBLEMSTILLING 13
3. SCENARIOER 14
3.1. Scenario 1: "Dieselscenarioet" 14
3.2. Scenario 2: "Sjøkabelscenarioet" 14
3.3. Scenario 3: "Hybridscenarioet" 14
4. GENERELT OM DIESELKRAFT OG DIESELGENERATORER 15
4.1. Installert effekt 15
4.2. Virkningsgrad og drivstofforbruk 16
5. GENERELT OM VINDKRAFT 18
5.1. Vindkraftproduksjon 18
5.2. Kapasitetsfaktor 18
5.3. Brukstid 18
5.4. Ubalanse mellom kraftproduksjon og forbruk 19
5.5. Vindturbinen 20
5.6. Vindressursen 23
5.7. Grad av vindkraftpenetrasjon 28
5.8. Erfaringer med vind og hydrogen - Utsiraprosjektet 30
5.9. Konsesjonspliktige vindkraftverk 31
6. KRAFTELEKTRONISKE KOMPONENTER I STYRINGSSYSTEM 32
6.1. Styringssystem 32
6.2. Synkrongenerator 33
6.3. Valg av løsning for energilagring 33
6.4. Batterier 34
6.5. Roterende omformer 35
6.6. Lastresistanser 37
7. DIMENSJONERING, DESIGN OG REGULERING AV KRAFTSYSTEMET 38
7.1. Selvforsynt kraftsystem. 38
7.2. Regulering av kraftsystem 39
7.3. Styringsdesign av hybridkraftsystem på Myken 41

7.4. Oppsummering styringsdesign av kraftsystem ... 45
7.5. Dimensjonering av batterier ... 45
7.6. Alternative design av hybridsystem ... 46
8. REFERANSEOMRÅDE: GIVÆR ... 48
8.1. Givær ... 48
9. ENERGIFORBRUK PÅ MYKEN ... 51
9.1. Estimering av høyoppløselig forbruksdata på Myken ... 51
9.2. Forbruk av elektrisk energi på Myken ... 52
10. INNTEKTER, KOSTNADER OG ØKONOMISKE RAMMER ... 54
10.1. Inntekter ... 54
10.2. Investeringskostnader ... 57
10.3. Driftskostnader ... 58
10.4. Økonomiske beregninger ... 60
10.5. Optimalisering av vindturbinstørrelse ... 61
11. MILJØ, LOVER OG RAMMEBETINGELSER ... 63
11.1. Energiloven ... 63
11.2. Plan- og bygningsloven ... 63
11.3. Miljø og samfunn ... 63
11.4. Øvrige lovverk ... 65
11.5. Økonomiske rammer og betingelser ... 65
12. SCENARIOER FOR ELEKTRISITETSFORSYNING AV MYKEN ... 66
12.1. Scenario 1 – Dieselkraftsystem ... 66
12.2. Scenario 2 – Ny sjøkabel ... 68
12.3. Scenario 3 – Hybridsystemet ... 71
13. RESULTATER ... 77
13.1. Kostnadsanalyser ... 77
13.2. Årsmiddelvind ... 77
13.3. Årsmiddelvind fra andre kilder ... 78
13.4. Vindprofil på Myken ... 79
13.5. Weibulldistribusjon for observert datamateriale ... 79
13.6. Årlig produksjon fra vindturbinen WTN250 ... 81
13.7. Resultater scenario 1: Dieselscenarioet ... 82
13.8. Resultater scenario 2: Sjøkabelscenarioet ... 83
13.9. Resultater scenario 3: Hybridscenarioet ... 83
14. SENSITIVITETSANALYSE ... 91
15. DISKUSJON ... 94
15.1. Behov for utredning ... 94
15.2. Scenario 1 - Dieselscenarioet ... 95

15.3. Scenario 2 – Ny sjøkabel 98
15.4. Scenario 3 – Hybridscenarioet 100
15.5. Forbruksdata Myken 105
15.6. Vindressurs og vindkraftestimater 106
15.7. Batterier og kraftelektroniske komponenter i scenario 3 107
16. KONKLUSJON 110
17. Tanker om et fremtidig hybridsystem og videre arbeid 111
17.1. Endrede forbruksvaner 111
18. Referanser 112
Vedlegg A – VINDRESSURSER PÅ MYKEN 118
Vedlegg B – VINDRESSURSER JANUAR - APRIL 119
Vedlegg C – VINDRESSURSER MAI - AUGUST 120
Vedlegg D – VINDRESSURSER SEPTEMBER - DESEMBER 121
Vedlegg E – BEHANDLING AV SØKNAD OM FRITAK FOR LEVERINGSPLIKT FOR GÅSVÆR 122
Vedlegg F – WTN250 SPESIFIKASJONER 134
Vedlegg G – PRIS ELSERTIFIKATER 2013-2014 138
Vedlegg H – NÅVERDI OG LCOE FOR DIESELSCENARIOET 139
Vedlegg I – NÅVERDI OG LCOE FOR SJØKABELSCENARIOET 140
Vedlegg J – NÅVERDI OG LCOE FOR HYBRIDSCENARIOET 141

1. BAKGRUNN FOR OPPGAVEN

Myken er en øygruppe og et gammelt fiskevær i Rødøy kommune, omtrent 32 km vest for fastland, på Helgelandskysten. Myken har for tiden kun 6 fastboende mennesker, men øya er en utpreget ferieøy med mange fritidsboliger. Befolkningstallet er som følge av dette vesentlig høyere rundt høytider, og om sommeren spesielt. Det er diverse næringsvirksomhet på øya, nærmere bestemt butikk, vannverk, mobilnettmast, ferieboligutleie og et selskap som tilbyr havrafting. I tillegg er oppstart av verdens første arktiske whiskydestilleri planlagt og på god vei til drift [1].

Tidligere har det vært mange flere fastboende mennesker på Myken, men fraflytning har ført til en betydelig befolkningssvekkelse de siste tiårene. Sommerhalvåret preges likevel av stor aktivitet. Fritidsboligene er tatt godt vare på, og det er utført store investeringer i eiendomsmassen de seneste årene.

1.1. Elektrisitetsforsyning av Myken

Elektrisitetsforsyningen av Myken sikres gjennom en sjøkabel på 23 km mellom Myken og Gjessøya, en øy nærmere fastland. Sjøkabelen er en massekabel DKBA, og leverer elektrisitet med en spenning på 22 kV til Myken [2]. Sjøkabelen ble lagt i 1965 og har derfor vært elektrisitetskilde for Myken i 49 år i 2014. Med en forventet teknisk levealder for sjøkabler på 50-60 år, nærmer tiden seg da det må gjøres nye investeringsvalg for elektrisitetsforsyning av øya. Med et helt annet bosetningsmønster, demografisk bilde og næringsgrunnlag enn for 50 år siden vil det være naturlig å undersøke andre muligheter for elektrisitetsforsyning enn ved sjøkabel. Alternativet til tilkobling til det regionale kraftnettet er lokal elektrisitetsproduksjon på Myken, fra én eller flere energikilder.

1.2. Elektrisitetsselvforsynte lokalsamfunn

Elektrisitetsselvforsynte lokalsamfunn er samfunn der hele forbruket av elektrisitet dekkes ved lokal elektrisitetsproduksjon. Denne lokale produksjonen kan for eksempel komme fra fornybare energikilder som solkraft, vannkraft eller vindkraft, eller fra dieselgeneratorer. Slike selvforsynte lokalsamfunn er viktig for utbygging av elektrisitet i mange utviklingsland. Lokal elektrisitetsproduksjon reduserer eller eliminerer behovet for kostbare sentralnett på tvers av store regioner. På denne måten kan utbygging av sentralnettet komme i etterkant av elektrifiseringen, noe som kan forskyve elektrifiseringen frem i tid. [3]

I Norge vil elektrisitetsselvforsynte øyer også kunne bli mer og mer aktuelt. Utbygging av det regionale kraftnettet i Norge skjedde i stor skala fra 50-tallet til 80-tallet [4]. Den relative andelen av befolkningen som bor i distriktene i Norge har sunket fra omtrent 50 % i 1950 til omtrent 20 % i dag [5]. Utbygginger og investeringer av kraftnettet ut til distriktene, som skjedde for så mye som 50 år

siden, vil kanskje ikke gjentas med dagens innbyggertall fordi lønnsomheten har blitt redusert i takt med en redusert befolkning. Med et aldrende distribusjonsnett, og behov for oppgraderinger, vil alternativet til reinvestering i kraftnett ut til lokalsamfunnene være lokal elektrisitetsproduksjon, dersom dette kan vise seg mer lønnsomt enn reinvestering i kraftnett.

1.3. Regulering av nettselskaper i Norge

Overføring av elektrisk energi fra kraftstasjoner til sluttbrukere krever omfattende infrastruktur og høye investeringskostnader for eieren av kraftnettet. Samtidig er marginalkostnadene knyttet til overføringen relativt lave. Markedet for overføring av elektrisitet fra produsent til forbruker er derfor et naturlig monopol, der det ikke er økonomisk optimalt med mer enn én leveringsansvarlig i et område. For å sikre den beste markedsløsningen på dette problemet opererer nettselskaper, regulerte monopoler, med overføring av elektrisitet i regional- og distribusjonsnettet i Norge. Reguleringen, som baseres på sammenlikning med andre nettselskaper, gjøres for å sikre at inntektene til nettselskapene ikke overstiger grenser fastsatt av NVE. I tillegg korrigeres inntektsrammene for geografiske faktorer som kan gjøre ett nettselskap mer eller mindre profitabelt enn et annet. Reguleringen av nettselskapene gjøres for å beskytte kundene mot for høye monopolistpriser, som vil være skadelig for en samfunnsøkonomisk effektiv utvikling. [6]

1.4. Netteierens leveringsplikt

Det er fastslått i energiloven § 3-3 at netteiere som er gitt konsesjon for levering av elektrisitet i et område vil ha leveringsplikt til alle kundene innenfor dette konsesjonsområdet. Under særskilte forhold vil det likevel være muligheter for netteier å søke dispensasjon fra leveringsplikten. Som et eksempel på særskilte forhold kan nevnes mangel på fastboende og næringsvirksomhet i et avgrenset område av konsesjonsområdet. [7]

NVE har utarbeidet en veileder for å informere om leveringsplikten for netteiere og kunder [8]. I veilederen er det spesifisert at eventuelle faste bosetninger og næringsvirksomhet som blir berørt, er av stor betydning. Grunnen er at konsekvensene av fritak for leveringsplikt for disse vil være vesentlig større enn for eventuelle fritidsboligbrukere. Tidligere har det også gjennom innstilling fra kommunalkomiteen om distrikts- og regionalpolitikken i Stortinget blitt uttalt i sammenheng med leveringsplikten at (Innst. S. nr. 242 1996-1997)

> *«Stortinget ber Regjeringen legge til grunn at det ikke skal gis dispensasjon fra forsyningsplikten for strøm til områder med fast bosetting eller næringsvirksomhet.»*

Fastboende og næring kan likevel påvirkes av unntaksbestemmelsen, da det er spesifisert i veilederen av NVE at i tilfeller der *«… aktiviteten på stedet er lav og nedadgående, kan det være*

urimelig å pålegge netteier kostbare investeringer som på sikt kanskje ikke vil komme til nytte.» Netteier vil likevel, etter hensyn til fastboende og næring, måtte opprettholde levering. Denne leveringen kan baseres på lokal energiforsyning. Videre i innstillingen fra kommunalkomiteen og Stortinget utdypes det derfor videre:

> *«Komiteen vil peke på de muligheter som finnes for å etablere lokal strømproduksjon ved hjelp av vindmøller, aggregater, solenergi eller bioenergi. Også når slike løsninger velges, skal vanlige krav til kvalitet på strømforsyningen sikres.»*

I NVEs veileder er det spesifisert at i tilfeller der netteier velger å basere energiforsyningen på lokal kraftproduksjon, vil ikke kundene lenger ha adgang til å kjøpe elektrisk energi på det frie kraftmarkedet. De vil likevel være sikret et stabil elforsyning basert på netteierens ordinære tariffer. (ibid, 1999)

1.4.1. Tidligere avgjort søknad om fritak fra leveringsplikt: Gåsvær

Helgelandskraft AS søkte den 28. oktober 2011 om fritak etter energiloven § 3-3 fra leveringsplikt til 32 strømabonnenter på Gåsvær i Herøy kommune, Nordland fylke. NVE mottok i forbindelse med høringen 20 høringsuttalelser i saken. Alle høringsinstansene var negative til den pågående søknaden fra Helgelandskraft AS.

I sin søknad var det fra Helgelandskraft sin side lagt stor vekt på at reinvesteringskostnader i ledninger og nettstasjoner for Gåsvær ville bety kostnader på 16,3 millioner kroner. De årlige kapital- og driftsutgiftene ville i tillegg være om lag 1,3 millioner kroner. Med et årlig gjennomsnittlig forbruk på Gåsvær på 63 202 kWh, ville kostnadene til Helgelandskraft forløpe seg til omtrent 21 kr/kWh forbruk. I tiden søknaden ble skrevet var det én fastboende på Gåsvær.

Helgelandskraft AS sin søknad om fritak fra leveringsplikt til Gåsvær ble avslått av NVE den 12. oktober 2012.

Helgelandskraft påklagde vedtaket den 22. oktober 2012. Da NVE ikke fant grunn til å oppheve sitt vedtak, ble saken oversendt Olje- og energidepartementet (OED). Søknaden ble i denne instansen endelig avslått 23.4.2013.

I begrunnelsen for å opprettholde vedtaket var det lagt stor vekt på tilstedeværelsen av fastboende og næringsvirksomhet og planlagt næringsvirksomhet. OED påpeker i sin vurdering av saken at en kostnad på 21 kr/kWh vanligvis vil være å anse som vesentlig nok til å gi fritak for leveringsplikt, dersom det ikke er fastboende eller næringsvirksomhet på stedet. Det er også, til en viss grad, lagt vekt på det eksisterende feriesamfunnet på Gåsvær, ved at mange fritidsboligbrukere vil rammes av

et fritak for leveringsplikt. I denne forbindelse er det lagt vekt på at fritidsboligene på øya er tatt godt vare på, og at det er gjort betydelige investeringer i eiendom på stedet, med mange elektrisitetskrevende artikler.

Aller sist i sitt brev til HelgelandsKraft AS påpeker OED:

> *«Departementet vil avslutningsvis gjøre HelgelandsKraft oppmerksom på muligheten for å søke om fritak fra den delen av leveringsplikten som består i å la kunder bli tilknyttet nettet. Dette innebærer at nettselskapet kan forsyne kundene ved etablering av rimeligere alternativer, for eksempel frittstående anlegg. En eventuell søknad vil bli behandlet på vanlig måte av NVE med klageadgang for berørte parter.»*

På bakgrunn av dette har HelgelandsKraft AS igjen søkt om fritak for leveringsplikten til NVE, og søknaden ligger for tiden inne til vurdering.

Behandling av saken er gjengitt i sin helhet i vedlegg E.

2. PROBLEMSTILLING

Oppgavens hovedformål er å undersøke hvordan dagens elektrisitetsforsyning av Myken kan erstattes av en ny sjøkabel, et dieselkraftsystem eller et hybridsystem bestående av vindkraft og dieselkraft, når den eksisterende løsningen skal byttes ut.

For å gjøre en god vurdering av beste alternativ til elektrisitetsforsyning må dagens energiforbruk på Myken kartlegges. Samtidig bør det gjøres vurderinger av det forventede energiforbruket i fremtiden. Basert på det estimerte energiforbruket kan nåverdien av kostnadene og inntektene ved de ulike scenarioene beregnes, og benyttes i vurderingen av scenarioene.

Videre må det undersøkes hvilke krav som stilles til netteier dersom det velges å basere elektrisitetsforsyning på lokal energiproduksjon.

For å kunne vurdere lønnsomheten i et hybridsystem bestående av vindkraft og dieselkraft er det nødvendig å kartlegge vindressursene på Myken. Samtidig må det undersøkes hvilke andre komponenter enn vindturbin og dieselgenerator som kreves for at et hybridsystem skal levere elektrisitet av tilfredsstillende kvalitet til sine kunder. Simuleringen av hybridsystemet må kartlegge dimensjoneringen av de ulike komponentene i hybridsystemet som optimerer driften av systemet, til en lavest mulig kostnad.

Når de overnevnte undersøkelsene er gjort kan simuleringer gjøres for finne hvilket av alternativene som vil være det beste for elektrisitetsforsyning av Myken, når økonomi, forsyningssikkerhet og miljø legges til grunn for å gjøre den beste beslutningen.

3. SCENARIOER

Oppgavens oppbygning er basert på sammenlikning mellom tre forskjellige scenarioer for levering av elektrisk energi til Myken. Hvert av scenarioene vil undersøkes fra et økonomisk, teknologisk og miljømessig perspektiv. Etter analyse og sammenlikning vil det fremmes en anbefaling rundt hvilket av de undersøkte scenarioene som er det beste alternativet.

For alle scenarioene er det antatt at levetiden på den eksisterende sjøkabelen til Myken nærmer seg sin absolutte tekniske levealder, og at en større oppgradering eller utbygning må skje i nær fremtid.

3.1. Scenario 1: "Dieselscenarioet"

Det første scenarioet som undersøkes er et kraftsystem der all elektrisitetsproduksjon skjer i dieselgeneratorer. I teksten vil scenarioet omtales som "scenario 1" eller "dieselscenarioet". Et dieselkraftsystem kan basere seg på elektrisitetsproduksjon i én eller flere dieselgeneratorer. I oppgaven vil det for enkelhetens skyld undersøkes investering og drift av én dieselgenerator.

3.2. Scenario 2: "Sjøkabelscenarioet"

Det andre scenarioet som undersøkes er en utskifting av den eksisterende sjøkabelen med en ny sjøkabel. Scenarioet vil heretter omtales som "scenario 2" eller "sjøkabelscenarioet". Scenario 2 er det eneste av de to scenarioene som knytter kraftnettet på Myken til det sentrale kraftnettet i Norge.

3.3. Scenario 3: "Hybridscenarioet"

Det tredje og siste scenarioet som undersøkes er et hybridsystem, der elektrisitetsproduksjon vil skje i dieselgeneratorer og vindturbiner. Som for dieselkraftsystemet kan de store produksjonsenhetene erstattes av flere og mindre produksjonsenheter. Det undersøkte scenarioet vil likevel, for enkelhetens skyld, omfatte én dieselgenerator og én vindturbin. Heretter vil scenarioet omtales som "scenario 3" eller "hybridscenarioet".

4. GENERELT OM DIESELKRAFT OG DIESELGENERATORER

Elektrisitetsproduksjon i dieselgeneratorer, eller dieselaggregater, baserer seg på å omdanne den kjemisk bundne energien i dieselolje til elektrisk energi. Den elektriske effekten som produseres i generatoren reguleres automatisk slik at effektproduksjonen tilsvarer forbruket av effekt i kraftsystemet, innenfor dieselaggregatets operative område.

Det er knyttet både fordeler og ulemper til elektrisitetsproduksjon ved hjelp av dieselgeneratorer.

For det første representerer dieselgeneratorer en svært moden og godt utprøvd teknologi. Teknologien er svært pålitelig, og kan derfor representere et godt alternativ dersom forsyningssikkerhet er det bærende beslutningsgrunnlaget. Det finnes en rekke leverandører av utstyr til et dieselkraftsystem, og en rekke eksisterende dieselkraftsystemer det kan hentes erfaringer fra. [3]

En stor ulempe knyttet til dieselgeneratorer og kraftsystemer basert på disse, er de store kostnadene knyttet til drivstoffet. På avsidesliggende områder vil dessuten frakt av diesel frem til området kunne være kostbart. For å sikre lang levetid og pålitelig operasjon, kreves det nøye vedlikehold og regelmessige utskiftinger av mindre deler. Utenom økonomiske hensyn, følger det også en viss miljøproblematikk med bruk av dieselgeneratorer for elektrisitetsproduksjon, både i form av lokal forurensning og utslipp av klimagasser. Dieselgeneratorenes største ulemper er derfor at teknologien er svært dyr å drifte, samt at den er forurensende. (ibid, 1994)

4.1. Installert effekt

Installert effekt i dieselgeneratorer bestemmes av generatorens evne til å operere ved forskjellige effektnivåer. To vanlige måter å spesifisere den installerte effekten til en dieselgenerator er ved å oppgi Prime Power rating (PRP) og Emergency Standy Power rating (ESP). [9]

- PRP definerer hvilken effekt dieselgeneratoren kan operere ved i et ubegrenset antall timer.
- ESP definerer hvilken effekt dieselgeneratoren kan operere ved under nødstilfeller og i opp til 12 timer, dersom det kreves. Denne effekten er 10 % større enn PRP.

Effektfaktoren til dieselgeneratoren beskriver forholdet mellom aktiv og reaktiv effekt som dieselgeneratoren kan levere, definert som

$$\cos\phi = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \tag{1}$$

der $\cos\phi$ er effektfaktoren, P er aktiv effekt, S er tilsynelatende effekt og Q er reaktiv effekt.

Som et eksempel vil en dieselgenerator med ESP på 250 kVA og en effektfaktor $\cos\phi = 0{,}80$, kunne levere maksimalt 200 kW aktiv effekt og 150 $kvar$ reaktiv effekt, i opp til 12 timer.

4.2. Virkningsgrad og drivstofforbruk

Virkningsgraden for en dieselgenerator varierer med last og turtall, og er avhengig av produsent, modell, nominell effekt og en rekke andre faktorer.

Virkningsgraden til dieselgeneratoren er definert som

$$\eta_{dg} = \frac{P_{el}}{h_d \rho_d \dot{V}_d} \tag{2}$$

Der η_{dg} er dieselgeneratorens totale virkningsgrad, P_{el} er den elektriske effekten levert ut av generatoren, h_d er den nedre brennverdien for diesel, ρ_d er tettheten til diesel, og $\dot{V}_d$ er volumstrømmen av diesel inn i dieselmotoren.

Nedre brennverdi og tetthet for diesel er kjente verdier [10]:

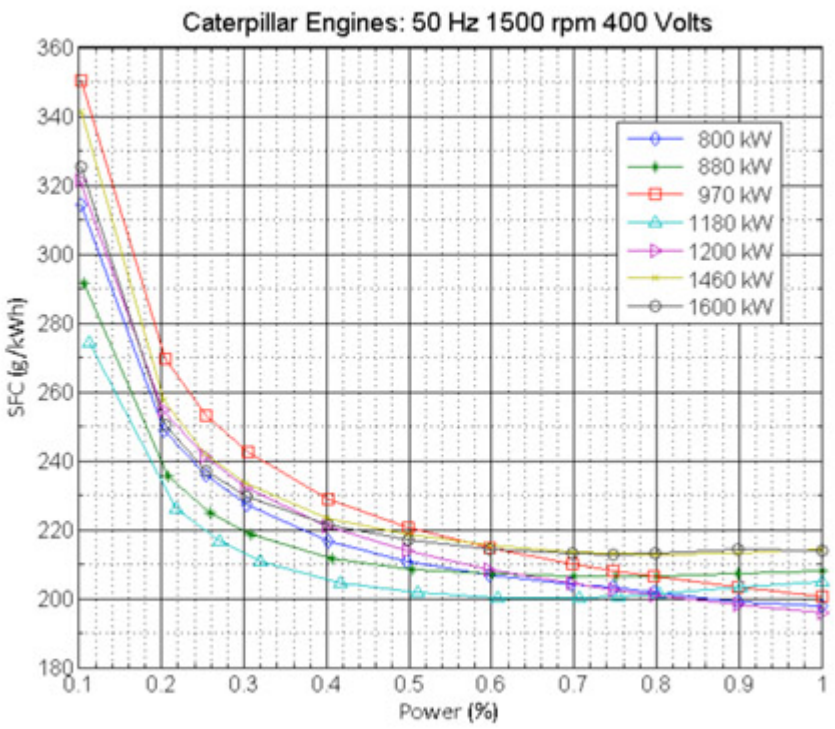
$$h_d = 42{,}791 \frac{MJ}{kg} = 11{,}886 \frac{kWh}{kg}$$

$$\rho_d = 3.167 \frac{g}{gal} = 0.837\ kg/l$$

Virkningsgraden til generatorene er viktige karakteristikker når det skal dimensjoneres generatorer til et spesifikt forhold. Ved kraftig overdimensjonering, der lasten ofte ligger langt under PRP, vil generatoren ofte operere ved lave virkningsgrader. Lave virkningsgrader er etter *(2)* ensbetydende med høyere drivstofforbruk og dermed også høyere kostnader. Videre er det også slik at dieselgeneratorer helst ikke bør operere ved effekter under 20-40 % av installert effekt over lenger tidsperioder, da dette kan redusere dieselgeneratorens levetid [11].

Typisk virkningsgrad for dieselgeneratorer ligger i området 30-40 % ved full last. I Hunter og Elliot (1994) antas drivstofforbruket ved tomgang å være mellom 15-30 % av forbruket ved nominell effekt.

Typiske virkningsgradskurver for en spesifikk dieselgenerator, i dette tilfellet av produsenten Caterpillar, er vist i figur 4.1 [12]. Figuren viser hvordan forbruket av diesel for hver produserte enhet med energi, øker ved lavere belastning.



Figur 4.1: Figuren viser hvordan det spesifikke forbruket av diesel per produserte enhet energi endrer seg med belastning på dieselgeneratoren. SFC (Spesific fuel consumption) forteller hvor mye diesel som forbrukes for hver produserte enhet elektrisk energi. Figuren er hentet fra [12].

5. GENERELT OM VINDKRAFT

Vindkraftproduksjon går ut på å omdanne den mekaniske energien fra luft i bevegelse, til mekanisk energi i roterende blader eller vinger som er festet til en aksel. Rotasjonsenergien i akselen blir deretter, gjennom en generator, omdannet til elektrisk energi.

5.1. Vindkraftproduksjon

Vind i bevegelse har en effekt lik

$$P = \frac{1}{2}\dot{m}V_0^2 = \frac{1}{2}\rho A V_0^3 \tag{3}$$

Her er $\dot{m}$ massestrømmen av luft med en vindhastighet V_0 gjennom et omsveipet areal A, der ρ er tettheten til luften som passerer over rotorbladene. P er den totale effekten i vinden.

Den leverte effekten er proporsjonal med tredje potens av vindhastigheten, men bare direkte proporsjonal med det omsveipede arealet av vindturbinen og vindens tetthet. Vindhastigheten der en vindturbin plasseres er derfor meget viktig for å beskrive ressursgrunnlaget på lokasjonen.

5.2. Kapasitetsfaktor

Et mål på hvor effektiv en vindturbin er kommer av den faktiske produksjonen til vindturbinen i forhold til turbinens teoretiske maksimale kraftproduksjon, og er kalt kapasitetsfaktor [13]. Kapasitetsfaktoren beregnes som forholdet mellom vindturbinens faktiske produksjon i løpet av en tidsperiode, gjerne et kalenderår, og den teoretiske maksimale produksjonen til vindturbinen. Den teoretiske maksimale produksjonen vil oppnås dersom vindturbinen produserer ved sin nominelle effekt gjennom hele tidsperioden. Kapasitetsfaktoren, KF, beregnes derfor ved

$$KF = \frac{E_{\text{år}}}{P_{nom} \cdot 8760} \tag{4}$$

Her er $E_{\text{år}}$ den årlige energiproduksjonen av vindturbinen, P_{nom} er vindturbinens nominell effekt, og 8760 er antall timer i året.

Som et sammenlikningsgrunnlag for resultater fra simuleringer av vindkraftproduksjon på Myken kan det nevnes at Norges største vindpark, Smøla Vindpark, har en gjennomsnittlig kapasitetsfaktor på 27 % [14]. Den gjennomsnittlige kapasitetsfaktoren for vindturbiner i Norge var i 2012 på 31 % [15].

5.3. Brukstid

Brukstiden til en vindturbin er en parameter som beskriver årsproduksjonen for en vindturbin. Brukstiden forteller hvor mange timer i løpet av en tidsperiode, gjerne et kalenderår, en vindturbin

teoretisk må operere ved sin nominelle effekt for å oppnå sin faktiske produksjon i løpet av samme tidsperiode. Brukstiden til en gjennomsnittlig vindturbin er veldig forskjellig etter hvor i verden, og i hvilket landskap, vindturbinen plasseres. Den gjennomsnittlige brukstiden for norske vindturbiner var i 2012 på 2734 timer [16]. For offshore vindturbiner kan denne brukstiden komme opp i over 4000 timer [17]. Brukstiden beregnes ved

$$Brukstid = \frac{E_{\text{år}}}{P_{nom}} \tag{5}$$

5.4. Ubalanse mellom kraftproduksjon og forbruk

Vindkraftproduksjon vil som følge av uregelmessige vinder være intermitterende. Det finnes ikke garantier for at vinden vil blåse mest i de periodene det er høyest etterspørsel etter elektrisk energi. I Norge er det likevel slik at det generelt sett blåser mye i vinterhalvåret, når etterspørselen etter elektrisk energi også er størst [18].

Energiforbruket i kraftsystemet vil også variere, både fra minutt til minutt, time til time, og over sesongen. Karakteristikken til variasjoner i energiforbruk avhenger blant annet av temperatursvingninger, tid i døgnet, bosetningsmønster og næringstetthet. Om natten er forbruket og etterspørselen etter energi tradisjonelt sett er lav [19], mens det fortsatt kan blåse kraftig vind.

Et kraftsystem må dimensjoneres og reguleres på en slik måte at ubalansene mellom produksjon og forbruk ikke medfører utilfredsstillende kvalitet på elektrisiteten i systemet. Et kraftsystem som inkluderer vindproduksjon må derfor dimensjoneres etter at det alltid vil være en mulighet for at dagen med det største kraftforbruket i løpet av året skjer på en dag med vindstille.

Overproduksjon av vindkraft krever at det finnes muligheter til å lagre energi, dumpe energi eller redusere elektrisitetsproduksjonen ved å stanse vindturbinene. Underproduksjon av vindkraft krever at det må finnes alternative produksjonsenheter som kan supplere forbruket.

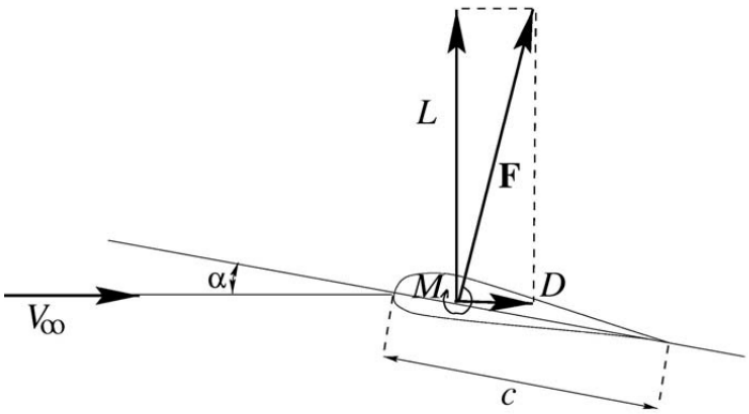
Ettersom energiproduksjonen er proporsjonal med tredje potens av vindhastigheten, som vist i *(3)*, vil små variasjoner i vindhastighet potensielt kunne medføre store endringer i vindproduksjon. Store endringer i vindkraftproduksjon kan ha store konsekvenser for energibalansen i et kraftsystem. Variasjon i vindhastighet over korte tidsrom, turbulent vind, har derfor ofte større innflytelse på designet av et hybridsystem, enn vindvariasjoner over lengre tidsperioder, slik som over sesongen. [3]

5.5. Vindturbinen

Vindturbinens hoveddeler består av et tårn, en generator og rotor. I dette kapittelet vil komponenter som utgjør vindturbinen WTN250 av produsenten Windtechnik Nord beskrives. Som en konsekvens av dette, vil kun asynkrongeneratorer beskrives, selv om det finnes flere andre typer generatorer som er vanlige å benytte i en vindturbin.

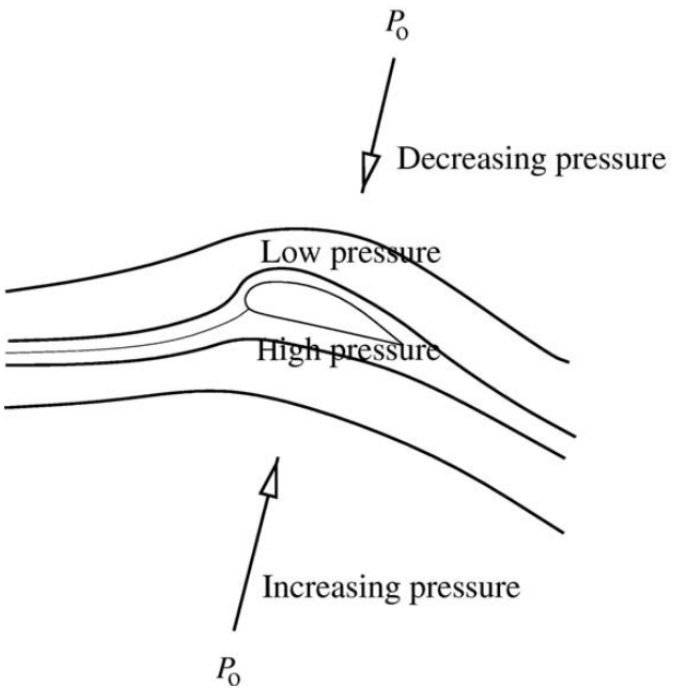
5.5.1. Rotoren

Rotoren er den delen av turbinen som fanger opp den mekaniske energien i vinden før den omdannes videre til elektrisk energi i generatoren. Rotorbladene benytter seg av løft som blir skapt av vinden som passerer over rotorbladene. I figur 5.1 er det avbildet en figur av tverrsnittet av et rotorblad [20]. Den innkommende vinden V_∞ er vektorsummen av vinden som treffer vindturbinen forfra og vinden som oppstår som følge av rotorbladets bevegelse i luften (rotasjonen). Som følge av denne innkommende vinden V_∞ oppstår det i hovedsak to krefter på rotorbladet; luftmotstand (drag) som vil virke parallelt, og løft (lift) som virker vinkelrett på den innkommende vinden.

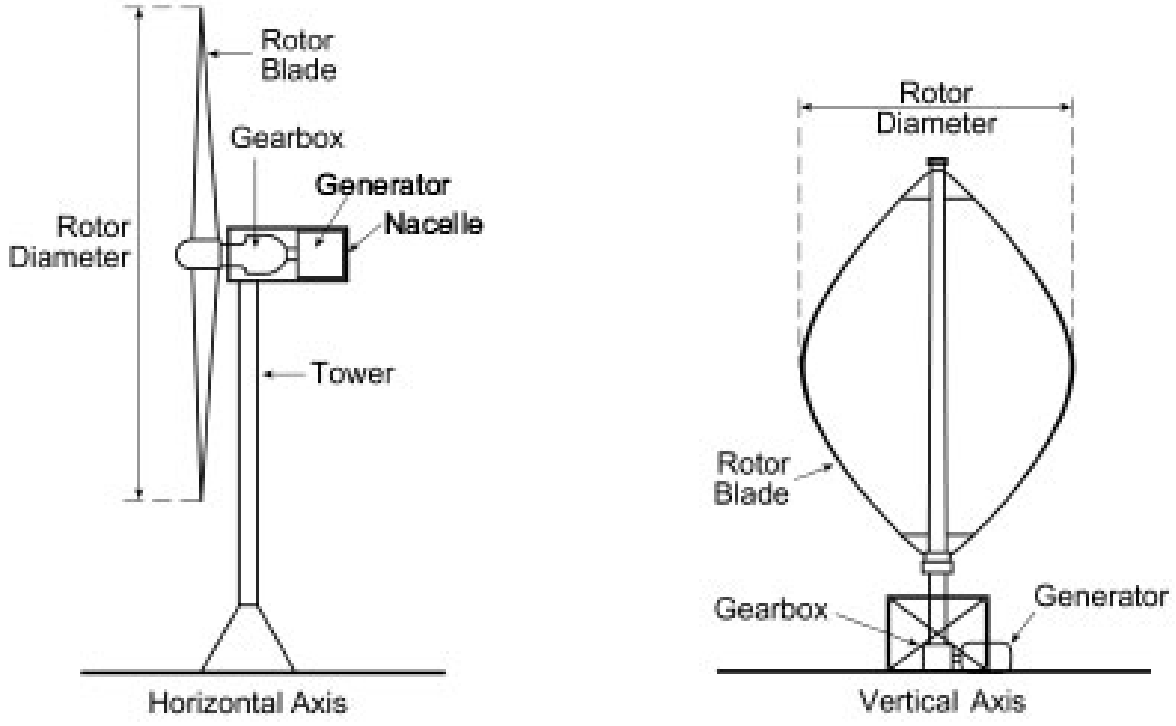


Figur 5.1: Figuren viser et tverrsnitt av et rotorblad. Vinden som treffer rotorbladet gir opphav til luftmotstand (D) og løft (L). c er bredden på rotorbladet ved tverrsnittet, og α er angrepsvinkelen. Figuren er hentet fra [20].

Løftekraften skapes når luften som beveger seg på oversiden av vingen må bevege seg fortere enn luften på undersiden av rotorbladet. Dette skaper trykkforskjeller rundt rotorbladet, som igjen skaper løftekraften opp mot undertrykksiden. Dette er den samme fysikken som skaper løftekraften for vinger på et fly. [21] [22]



Figur 5.2: Figuren illustrerer trykkforskjellene som skapes på over- og undersiden av vindturbinens rotorblader som følge av måten luften beveger seg over rotorbladet på. Figuren er hentet fra [20].



Figur 5.3: Figuren viser en horisontalakslet vindturbin (t.v.) og en vertikalakslet vindturbin (t.h.). Bildet er hentet fra [23].

Det finnes i dag to hovedtyper systemer for rotorbladene til en vindturbin, vertikalakslet eller horisontalakslet. Den horisontalakslede er helt klart den vanligste av disse typene og den typen som anses å være den mest lønnsomme for kommersielle prosjekter [24]. En gjengivelse av eksempler på den horisontal- og vertikalakslede vindturbinen er vist i figur 5.3 [23].

5.5.2. Induksjonsgenerator/Asynkrongenerator

En asynkrongenerator eller induksjonsgenerator er også kjent som induksjonsmaskin, ettersom den kan fungere som både generator og motor. Induksjonsmaskinen består av to hovedbestanddeler; en stator og en rotor. Rotoren vil rotere på innsiden av statoren under drift, kun skilt av et lite luftgap på mellom 0,4 og 4 mm. Statoren består av en hul konstruksjon, gjerne av stål, med jevnt fordelte spor på innsiden av den hule konstruksjonen der det er plass til statorviklinger. Statorviklingene vil som oftest være tilkoblet et kraftnett med varierende spenning (AC). Når det går strøm i statorviklingene vil det dannes magnetfelt i statoren, som vil rotere synkront med frekvensen i kraftnettet, gitt ved

$$n_s = \frac{120 \cdot f}{p} \tag{6}$$

der n_s er synkronturtallet til generatoren, f er frekvensen i kraftnettet og p er antall poler i induksjonsmaskinen.

Rotorviklingene er elektriske ledere, som er viklet for å gi opphav til trefaset spenning når rotoren roterer asynkront med magnetfeltet i statoren. Induksjonsgeneratorer vil under operasjon rotere ved omtrent konstant hastighet, fra tomgang til full effekt. Den eneste forskjellen i omdreiningshastighet kommer av hvor stor sakkingen i induksjonsmaskinen er. Sakkingen sier noe om det relative forholdet mellom synkronturtallet og det faktiske turtallet til induksjonsmaskinen, og er definert som

$$s = \frac{n_s - n}{n_s} \tag{7}$$

der n_s er induksjonsmaskinens synkronturtall og n er det faktiske turtallet til maskinen.

Dersom rotoren roterer saktere enn magnetfeltet som induseres i statoren, undersynkront, vil induksjonsmaskinen fungere som en motor, som drar rotoren etter magnetfeltet. Dersom rotoren roterer oversynkront vil induksjonsmaskinen fungere som generator. [25] [26]

Magnetfeltet som induseres i statoren på asynkrongeneratoren krever at det går strøm i statorviklingene, som gitt ved

$$L = \frac{\phi}{I} \tag{8}$$

der L er induktansen i viklingene (spolen) og ϕ er det magnetiske feltet som induseres når strømmen I går i spolen.

Denne induktive reaktansen betyr at det må leveres reaktiv effekt til asynkronmaskinen, uavhengig av om asynkronmaskinen opererer som generator eller motor. Den reaktive effekten vil være gitt ved

$$Q = X_L \cdot I^2 = \omega L \cdot I^2 = 2\pi f L \cdot I^2 \tag{9}$$

der Q er den reaktive effekten som kreves for at strømmen I skal gå gjennom den induktive reaktansen X_L. Den induktive reaktansen er igjen definert, som videre vist i *(9)*, der ω er vinkelfrekvensen i systemet, L er induktansen i spolen og f er frekvensen i systemet.

Det er hovedsakelig to metoder som benyttes for å sikre den reaktive effekten som kreves for å få asynkronmaskinen til å fungere som den skal. Den første metoden går ut på å koble asynkronmaskinen til kraftnettet, slik at den reaktive effekten som kreves for å magnetisere maskinen enkelt kan hentes fra kilder til reaktiv effekt i kraftnettet. Den andre metoden går ut på å koble kondensatorer til utgangen på vindturbinen, for lokal forsyning av reaktiv effekt. Ved den andre metoden må det finnes andre spenningskilder, utenom asynkronmaskinen, slik at kondensatoren kan levere reaktiv effekt under oppstart av vindturbinen. [26]

Når vinden får rotoren på en vindturbin til å rotere, vil et girsystem øke turtallet på rotasjonen i generatoren. Den mekaniske kraften i rotasjonen benyttes til å rotere rotoren i asynkrongeneratoren oversynkront i forhold til magnetfeltet i statoren, og elektrisk effekt produseres. Denne elektriske effekten sendes gjennom statorviklingene og ut på kraftnettet. Jo sterkere vinden blåser, jo mer oversynkront vil rotoren forsøke å rotere i forhold til statorfeltet, og den elektriske effektproduksjonen øker.

5.6. Vindressursen

Den lokale vindressursen kan beskrives av de dominerende vindretningene og de gjennomsnittlige vindhastighetene for vindretningene. Gjennom gode data for vindhastighet og vindretning på en lokasjon kan vindroser som beskriver vindressursen utarbeides. Det kan også lages sannsynlighetsfunksjoner som beskriver sannsynligheten for at en spesifikk vindhastighet skal oppstå. I figur 5.4 er et eksempel på hvordan fordelingen av vindhastigheter og sannsynligheten for at en vindhastighet skal inntreffe kan se ut. Typisk benyttes enten en Rayleigh- eller Weibulldistribusjon for å beskrive vindens sannsynlighetsfunksjon [20].

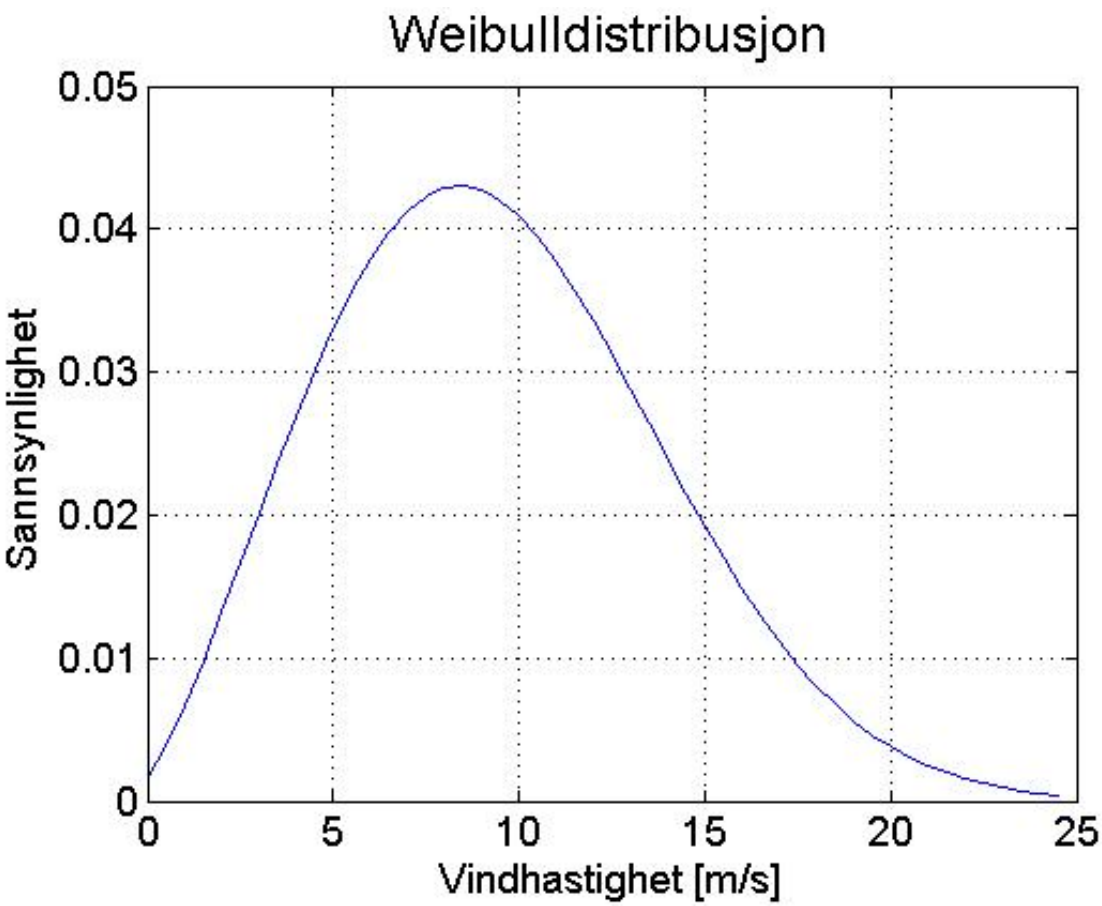
Weibulldistribusjonen er en sannsynlighetsfunksjon som kan modelleres etter følgende formel [20]:

$$h_{weibull} = \frac{k}{A}\left(\frac{V_0}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V_0}{A}\right)^{k}\right) \tag{10}$$

Her er k kalt formfaktor og A en skaleringsfaktor. Disse faktorene korrigerer for lokale forhold. A er definert ved den gjennomsnittlige vindhastigheten på området, mens k bestemmes av en rekke andre forhold [20]. Under beregninger av kraftproduksjon fra vindturbinen vil programmet MATLAB benyttes. I MATLAB kan de optimale formfaktorene og skaleringsfaktorene estimeres ved MATLABs innebygde funksjon for dette [27]. Deretter kan en innebygd funksjon i MATLAB benytte for å beregne Weibulldistribusjonen ved de gitte parameterne [28].

Weibulldistribusjonen kan benyttes til å bestemme sannsynligheten for å observere vindhastigheter mellom V_t og V_{t+1} ved [20]:

$$f(V_t < V < V_{t+1}) = \exp\left(-\left(\frac{V_t}{A}\right)^k\right) - \exp\left(-\left(\frac{V_{t+1}}{A}\right)^k\right) \tag{11}$$



Figur 5.4: Figuren viser et eksempel på sannsynlighetsfordelingen av vindhastigheter.

5.6.1. Ekstremvind

En annen viktig faktor under ressurskartlegging av vindressurser i et potensielt område for utbygging av vindkraft, er å estimere de ekstreme vindhastighetene som kan oppstå i området. Vindturbiner vil normalt ha spesifikasjoner med beskrivelser for hvor høye vindhastigheter de maksimalt kan utsettes

for. Som et eksempel er det for vindturbinen WTN250, av Windtechnik Nord, oppgitt en overlevelsesvindhastighet på 59,5 m/s, se vedlegg F. For beregning av ekstreme vindhastigheter på Myken, vil tall fra profesjonelle rapporter i nærliggende områder benyttes, nærmere bestemt rapporten *Vardøya, Træna, Norway – Production Estimate for Proposed Wind Farm* [29]. Denne rapporten estimerer 50 års ekstremvindhastighet over 10 minutter på 38 m/s, og 50 års ekstremvindkast på 51 m/s.

5.6.2. Ising

Et tredje aspekt ved de lokale værfenomenene som må undersøkes for en lokasjon som er aktuell for en eventuell vindkraftutbygging, er hvor mye ising som kan forventes på de eventuelle vindturbinene. Ising på rotorbladene kan påvirke energiproduksjonen fra vindturbinene, og kan dessuten forringe levetiden til vindturbinen. For Myken er det antatt at isningsforholdene er identiske med de for Vardøya, der ising på vindturbiner har blitt vurdert til å påvirke den årlige energiproduksjonen minimalt (0 %). [29]

5.6.3. Årlig vindkraftproduksjon, AEP

Den årlige produksjonen fra vindturbinen beregnes ved to metoder. Dette gjøres for å få et sikrere estimat på den årlige produksjonen. Dessuten vil den ene metoden gi en bedre oversikt over den månedlige fordelingen av produksjonen, som er viktig for å sammenlikne forbruk og produksjon i de forskjellige månedene. Den første metoden baseres på å estimere en Weibullfordeling for observasjoner av vindhastigheter gjennom hele året. Årsproduksjonen beregnes deretter ved å benytte seg av den estimerte Weibullfordelingen og effektkurven til en spesifikk vindturbin.

Den gjennomsnittlige vindkraftproduksjonen, AEP, for et år vil være gitt ved

$$AEP = \sum_{i=1}^{N-1} \frac{1}{2}\big(P(V_{i+1}) + P(V_i)\big) \cdot f(V_i < V_0 < V_{i+1}) \cdot 8760 \qquad (12)$$

Her er $P(V)$ effekten ved en vindhastighet V, $f(V_i < V_0 < V_{i+1})$ sannsynligheten for at en vindhastighet V_0 innenfor de diskrete vindhastighetene V_i og V_{i+1} opptrer til en hver tid, og 8760 er antall timer i løpet av året. Antall diskrete elementer vindhastigheten skal deles opp i bestemmes av N.

5.6.4. Månedlig og akkumulert årlig vindkraftproduksjon

Den andre metoden beregnes ved å estimere Weibullfordelinger for observasjoner av vindhastigheter for hver av de tolv månedene i året. Ved hjelp av Weibullfordelingene og effektkurven for en spesifikk vindturbin, kan produksjonen for en måned j, MEP_j, beregnes ved:

$$MEP_j = \sum_{i=1}^{N-1} \frac{1}{2}\left(P(V_{i+1}) + P(V_i)\right) \cdot f(V_i < V_0 < V_{i+1}) \cdot t \tag{13}$$

Her er t antall timer i den spesifikke måneden som beregnes.

Årsproduksjonen beregnes deretter som summen av de månedlige produksjonene.

$$AEP_{akk} = \sum_{1}^{12} MEP_j \tag{14}$$

5.6.5. Innhenting av vinddata fra Meteorologisk Institutt

Meteorologisk Institutt tilbyr gratis datamateriale fra deres mange meteorologiske målestasjoner i landet. Datamaterialet omfatter målinger av bl.a. temperatur, skydekke, nedbørsmengder og vindhastighet. Meteorologisk institutt drifter totalt 200 meteorologiske bakkestasjoner, hvorav 150 leverer tilnærmet sanntidsdata. [30]

Vinddata fra Meteorologisk Institutt er benyttet som primærdata for beregninger av vindressursen på Myken i denne oppgaven. Vinddata er hentet fra eklima.met.no, der vinddata fra den meteorologiske bakkestasjonen på Myken er lagret. Målinger av vind blir på den meteorologiske stasjonen gjort 4 ganger i døgnet; kl. 01.00, 07.00, 13.00 og 19.00 [31]. Det foreligger med andre ord ikke vindmålinger av mer nøyaktig oppløsning enn 6 timer.

Den meteorologiske bakkestasjonen på Myken gjør målinger av vindhastighet i 10 m høyde over bakkenivå. Å benytte vinddata fra meteorologiske bakkestasjoner i 10 m høyde over bakken er vanligvis ikke tilfredsstillende når det kommer til estimering av vindressurser i et område. For en god ressurskartlegging bør det gjøres målinger i forskjellige høydelag og ved forskjellige steder i området, i minimum 1 år. Disse mer nøyaktige målingene kan deretter sammenliknes med det eksisterende datagrunnlaget fra meteorologiske stasjoner for å få mer langsiktige målinger. [32]

Kvaliteten på vinddatamaterialet fra en målestasjon kan defineres ut fra den relative gjengivelsesmengden i datamaterialet. Gjengivelsesprosenten fra årene 2004 – 2013 er presentert i tabell 5.1.

I simuleringer av hybridsystemet og for beregninger av årsproduksjon for spesifikke år, vil det være nødvendig med 100 % gjengivelsesprosent av vinddata. Ved manglende datamateriale i løpet av et år, vil dette manglende materialet konsekvent erstattes av datamateriale i samme tidsperiode fra det foregående året dersom det er mulig. Dersom dette datamaterialet også er tilgjengelig, vil det erstattes med data fra to år tidligere, osv.

År	Gjengivelse [%]
2004	100 %
2005	100 %
2006	95.3 %
2007	94.2 %
2008	99.2 %
2009	99.8 %
2010	99.9 %
2011	100.0 %
2012	100.0 %
2013	95.5 %

Tabell 5.1: Tabellen viser hvor godt det innhentede datamaterialet fra den meteorologiske bakkestasjonen på Myken har vært i årene 2004-2013.

5.6.6. Vinddata fra Kjeller Vindteknikk/Nord-Norsk Vindkraft

Det er også benyttet vinddata levert fra Kjeller Vindteknikk og Nord-Norsk Vindkraft AS. Dette er vinddata som er innhentet på Vardøya i Træna kommune i forbindelse med undersøkelser for en eventuell vindpark utenfor Vardøya i Træna kommune. Disse målingene er foretatt omtrent 20 km sør-sørvest for målestasjonen på Myken [29]. Av opphavsrettighetsgrunner kan ikke dette datamaterialet gjengis i sin helhet i denne masteroppgaven. Målingene fra Vardøya er gjort i 59,5 meter over bakkenivå og en oppløsning på ti minutter. Vinddata fra Vardøya vil således benyttes som kvalitetssikring av vinddata fra den meteorologiske bakkestasjonen på Myken. Samtidig vil simuleringene av hybridsystemet vise hvor avhengig resultatene er av god oppløsning på vinddata.

5.6.7. Vindprofil

Ettersom en vindturbin plasseres vesentlig høyere enn 10 m over bakkenivå, må vindhastigheten i denne høyden ekstrapoleres fra de gjeldende målingene. En vindprofil for hvordan vindhastigheten utvikler seg med høyde over bakken kan anslås ved en logaritmisk sammenheng, gitt ved

$$v_2 = v_1 \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)} \tag{15}$$

Her er v_1 vindhastigheten ved den observerte høyden over bakkenivå, h_1, mens v_2 er den beregnede vindhastigheten i høyden h_2 over bakkenivå. z_0 er ruhetslengden, en faktor som bestemmes av overflaten og den omkringliggende topografien i området rundt der vindprofilen beregnes. En oversikt over ruhetslengden er gitt i tabell 5.2. [33]. Vindhastigheten vil av *(15)* være høyere jo høyere over bakkenivå man utfører målinger. Vindhastighet kjennetegnes også ved å være mer stabil og mindre turbulent jo høyere over bakkenivå målinger gjøres.

Ruhetslengden på Myken antas å være relativ liten, tatt i betraktning øyas beliggenhet ute i havet. Det antas likevel å være store lokale forskjeller, avhengig av hvor vindturbinen eventuelt plasseres.

Det er viktig å poengtere at denne metoden for å estimere vindhastighet i forskjellige høydelag ikke egentlig er beregnet for midlere vindhastigheter, men for øyeblikkelige vindhastigheter. Grunnet de usikre estimatene rundt ruhetslengde på Myken, og usikkerhet rundt kvalitet på vindmålinger ved den meteorologiske bakkestasjonen, vil det i simuleringen av vindkraftproduksjon brukes ren data fra målestasjonen, uten å ekstrapolere vindhastigheten fra 10 til 30 meter over bakkenivå. Vindprofilen vil likevel undersøkes, slik at det kan gjøres vurderinger rundt hvordan vindhastighetene endrer seg fra 10 meter over bakkenivå, til høyden på den valgte vindturbinen.

Ruhetsklasse	Ruhetslengde z_0	Typisk arealdekke
0	0,0002 m	Vannoverflate; sjøer og innsjøer
0,5	0,0024 m	Åpent terreng med glatte overflater, f.eks. sement, flystriper, slått gress osv.
1,0	0,03 m	Åpent åkerlandskap uten gjerder, hekker, veldig slake bakker, noen få omkringliggende bygninger.
1,5	0,055 m	Åkerlandskap med noen bygninger, 8 m hekker i 1 km avstand mellom hverandre.
2,0	0,1 m	Åkerlandskap med noen bygninger, 8 m hekker i 500 m avstand mellom hverandre.
2,5	0,2 m	Åkerlandskap med mange trær, busker og planter.
3,0	0,4 m	Tettsteder og landsbyer, skog, og veldig ulendt og ujevnt terreng.
3,5	0,6 m	Store tettsteder med høye bygninger.
4,0	1,6 m	Store byer med høye bygninger og skyskrapere.

Tabell 5.2: Tabellen viser en oversikt over ruhetsklasser, ruhetslengder og tilhørende eksempler på landskap. Tabellen er hentet i sin helhet (etter oversettelse) fra [33].

5.7. Grad av vindkraftpenetrasjon

For å si noe om hvor mye av den produserte energien fra vindturbinen som kan benyttes direkte fra produksjon til forbruk, innføres et begrep kalt vindkraftpenetrasjon. Vindkraftpenetrasjonen forteller hvor stor andel av den årlige produserte vindkraftenergien, AEP, som vil forbrukes umiddelbart under produksjon, som følge av energiforbruk på Myken. En annen definisjon er hvor stor andel av den forbrukte energien på Myken i løpet av året som har sin opprinnelse i vindturbinen. Denne andelen avhenger både av den varierende vindkraftproduksjonen og det varierende forbruket av energi over året. Vindkraftpenetrasjonen vil defineres av

$$VEP = \frac{E_{vt}}{(E_{vt} + E_{diesel} + E_{annet})} \tag{16}$$

Her er VEP den årlige vindenergipenetrasjonen, E_{vt} er energien fra vindturbinens energiproduksjon som blir benyttet til forbruk på Myken, og E_{diesel} er energimengden av den forbrukte energien på

Myken i løpet av året som må dekkes av dieselgeneratorene. E_{annet} representerer all energi som har sin opprinnelse i andre enheter enn vindturbinen eller dieselgeneratoren. Eksempler på dette kan være batterilagringsenheter eller bygningsintegrerte solcellepaneler.

Graden av vindkraftpenetrasjon i et hybridsystem kan klassifiseres i tre forskjellige kategorier. Klassifiseringen baseres på hvilken grad av umiddelbar og gjennomsnittlig vindkraftpenetrasjon hybridsystemet opplever. Klassifiseringen er gjengitt i tabell 5.4. [34]

Klassifiseringsgrad	Maks. umiddelbar penetrasjon	Gjennomsnittlig penetrasjon
Lav	< 50 %	< 20 %
Middels	50 % - 100 %	20 % - 50 %
Høy	100 % - 400 %	50 % - 150 %

Tabell 5.3: Tabellen viser hvordan klassifiseringen av vindkraftpenetrasjonen i et hybridsystem baserer seg på maksimal umiddelbar og årlig gjennomsnittlig vindkraftpenetrasjon.

For å beregne graden av vindkraftpenetrasjon har det vært nødt å gjøre en del forenklinger og antagelser.

- Datamaterialet som beskriver elektrisitetsforbruket på Myken har ikke bedre oppløsning enn at det viser forbruk pr måned de siste tre årene. Det antas derfor i videre beregninger at forbruket på Myken kan speiles fra forbruket på øya Givær med en proporsjonalitetsfaktor, A_{prop}, lik forholdet mellom det totale månedlige forbruket på Myken og det totale månedlige forbruket på Givær.

$$A_{prop} = \frac{E_{mnd\ Myken}}{E_{mnd\ Givær}} \tag{17}$$

  Ved å benytte seg av forbruksdata på Givær, speilet til forbruksdata på Myken, vil det foreligge forbruksdata med en oppløsning på 1 time over et helt år (2013).
- For bedre beregninger burde det foreligget vindhastighetsmålinger av minst samme oppløsning som datamaterialet for forbruk av energi, altså med en oppløsning på minimum én time. Ettersom målinger på den meteorologiske bakkestasjonen på Myken kun måles fire ganger i døgnet, må det gjøres forenklinger her også. Det antas derfor at vindhastigheten vil være den samme i seks timer påfølgende hver måling av vindhastighet. Til tross for denne svært grove antagelsen, antas vindseriene å gi godt nok datagrunnlag til å estimere vindkraftproduksjon over lengre tidsperioder.
- Vindkraftproduksjonen beregnes ved å benytte seg av effektkurven til en spesifikk vindturbin, der effekt ved forskjellige vindhastigheter er definert. Det antas at energiproduksjonen i løpet av hver undersøkte time, tilsvarer produksjon ved middel vindhastighet i løpet av hele timen.

- Vindkraftpenetrasjonen beregnes under forutsetning om at overflødig kraftproduksjon fra vindturbinen, som ikke kan brukes til opplading av batterier, er verdiløs og ikke kan øke vindkraftpenetrasjonen. Det betyr at den totale årlige produksjonen fra vindturbinen kan overstige det årlige forbruket, men at penetrasjonen likevel kan ligge under 100 %. Dette kommer av at man ikke klarer å utnytte all vindkraftproduksjonen.

For å illustrere hvordan vindkraftpenetrasjonen blir beregnet, er det i tabell 5.4 vist hvordan beregninger av vindkraftpenetrasjon gjøres for et utvalg av forbruks- og vinddata, i perioden 08.01.2013 kl 13:00 til 09.01.2013 kl 03:00. I tabellen benyttes skaleringsfaktoren 2.92 mellom forbruk på Myken og forbruk på Givær. I tabellen vil hver mørkeblå rad markere en ny vindmåling.

Dato	Tid	Vind-hastighet $[m/s]$	Vindkraft-produksjon $[kWh]$	Forbruk Givær $[kWh]$	Estimert forbruk Myken $[kWh]$	Vindkraft-penetrasjon $[\%]$
08.01.2013	13:00	8.5	104	36	104	100 %
08.01.2013	14:00	8.5	104	35	102	100 %
08.01.2013	15:00	8.5	104	41	118	88 %
08.01.2013	16:00	8.5	104	41	121	86 %
08.01.2013	17:00	8.5	104	38	111	93 %
08.01.2013	18:00	8.5	104	36	104	100 %
08.01.2013	19:00	6.3	37	35	103	36 %
08.01.2013	20:00	6.3	37	38	110	34 %
08.01.2013	21:00	6.3	37	39	113	33 %
08.01.2013	22:00	6.3	37	38	110	34 %
08.01.2013	23:00	6.3	37	37	107	35 %
08.01.2013	00:00	6.3	37	35	102	37 %
09.01.2013	01:00	8.3	101	33	96	100 %
09.01.2013	02:00	8.3	101	30	86	100 %
09.01.2013	03:00	8.3	101	30	86	100 %

Tabell 5.4: Tabellen viser hvordan graden av vindkraftpenetrasjon beregnes for forskjellige tider av døgnet. Uthevet i en mørkere blå tone (kl 13, 19 og 01) er tidene av døgnet med målinger av vindhastighet. De andre tidene er satt lik forrige måling, frem til neste måling. I tabellen er det benyttet en skaleringsfaktor for forbruk Myken/forbruk Givær på 2.92.

5.8. Erfaringer med vind og hydrogen - Utsiraprosjektet

I årene 2004-2010 var den lille øya Utsira, like utenfor Haugesund på Sør-Vestlandet, del av et prosjekt i samarbeid mellom selskapene Statoil og Hydro. Prosjektet gikk ut på at Utsira ved hjelp av to 600 kW vindturbiner sammen med elektrolysør som produserer hydrogen ved vannelektrolyse skulle forsyne 10 husstander på øya med elektrisitet utelukkende fra fornybar energi [35]. Disse ti husstandene ville derfor utgjøre et selvforsynt kraftnett. Utsira har gode vindressurser, og de to vindturbinene ville i vindhastigheter mellom 8 og 22 m/s produsere 1,2 MW effekt, mens det maksimale forbruket på Utsira ligger totalt på omtrent 900 kW [36]. Tanken bak prosjektet var at vindturbinene skulle forsyne forbruket på Utsira til den grad dette var mulig. Ved overproduksjon fra

vindturbinene ville overflødig effekt benyttes til elektrolyse av hydrogen og til eksport av elektrisitet ut fra Utsira. Ved underproduksjon skulle opplagret hydrogengass brukes til produksjon av elektrisitet i brenselceller, så lenge det var tilstrekkelig hydrogen oppsamlet.

Hydrogen har et stort potensial som lagringsmedium, men befinner seg fortsatt i en forsknings- og utviklingsfase. Erfaringer fra Utsira har vist at det i et selvforsynt kraftsystem er nødvendig at det selvforsynte samfunnet ikke er veldig fjerntliggende, har et godt back-up system og tilgang på servicepersonell. På bakgrunn av dette er det antatt at hydrogen, per dags dato, kan være vanskelig å nyttiggjøre som lagringsmedium på Myken, tatt i betraktning de få fastboende på øya, og avstanden til fastland. [37]

Utsiraprosjektet ble avviklet i 2010, og vindturbinene solgt fra Statoil til Solvind AS i 2011. En vurdering av erfaringene fra prosjektet kan leses i sin helhet i [37].

5.9. Konsesjonspliktige vindkraftverk

Utbygging av større kraftverk i Norge er generelt sett underlagt konsesjonsplikt, hvilket innebærer omfattende konsesjonssøknader for godkjennelse før utbygging. Mindre vindkraftverk kan under visse betingelser unngå denne konsesjonsplikten. Små kraftverk unngår ved dagens regelverk å søke konsesjon, dersom ingen komponenter i systemet overstiger en spenning på 1000 V, og det er gitt tillatelse til å koble anlegget til det aktuelle eksisterende lavspenningsnettet [38].

Den 12. april 2013 leverte Stoltenberg II regjeringen et forslag til høring på Stortinget, der det foreligger et forslag til lovvedtak om å gjøre utbygging av vindkraftverk lettere enn det er i dag. Et av virkemidlene for å oppnå dette er å utvide dagens grenser for når det må søkes konsesjon om utbygging av vindkraftverk. I forslaget er det foreslått å omgjøre dagens krav, som baseres på spenning i komponenter i et kraftverk, til et effektregulert system. 500 kW er foreslått som grense for største vindkraftverk som kan unngå konsesjonsplikten, med en begrensning opp til 2 vindturbiner. I forslaget som ligger til høringer det foreslått at kraftverk på mindre enn 500 kW skal gå gjennom plan- og bygningsloven og kommunale vedtak for fortsatt å ivareta alles interesser og sikre forsvarlig utbygging. [39]. Den nåværende H-FrP-regjeringen har også tatt til orde for å redusere kravene som stilles til utbyggere av mindre kraftverk. En nylig uttalelse fra regjeringen antyder at de ønsker å la behandling av vindkraftanlegg opp til 1 MW installert effekt gå gjennom kommunale vedtak, begrenset opp til 5 vindturbiner [40].

6. KRAFTELEKTRONISKE KOMPONENTER I STYRINGSSYSTEM

I et selvforsynt kraftsystem, slikt som skissert i diesel- og hybridscenarioet på Myken, vil det i tillegg til vindgenerator og dieselgenerator være nødvendig med diverse andre komponenter for at kraftsystemet skal kunne møte kravene som stilles til elektriske kraftsystemer i Norge. Blant annet stilles det krav til spennings- og frekvensregulering, samt pålitelighet og forsyningssikkerhet [41]. For det undersøkte hybridscenarioet på Myken vil det være nødvendig med lokal regulering av spenning og frekvens. Dette setter krav til tilstedeværelse av styringssystemer og elektriske enheter i det autonome kraftsystemet. Det foreslåtte systemet er basert på et allerede eksisterende hybridsystem i Wales, Alaska [42]. Dette systemet er sammenliknbart med det autonome hybridsystemet i scenario 3 på Myken, i form av forbruk av energi og type produksjonsenheter.

Designet av kraftsystemet som foreslås for hybridscenarioet i kapittel 7 er kun ett av flere mulige design av et selvforsynt kraftsystem. I dette kapittelet vil hver av de kraftelektroniske komponentene i det foreslåtte designsystemet beskrives. Kapittel 7 vil på en grundigere måte forklare hvilke betingelser som vil være gjeldende for at hver av de kraftelektroniske komponentene kobles inn og ut av systemet, og hvordan den generelle kontrollen av systemet foregår.

6.1. Styringssystem

For å styre hele det autonome kraftsystemet vil det kreves en datamaskin med en programvare som kan sørge for at de til enhver tid gjeldende kravene til regulering i kraftsystemet overholdes. Programvaren vil kontinuerlig skanne den umiddelbare situasjonen i kraftsystemet, og handle for å opprettholde eller gjenopprette tilfredsstillende stabilitet i systemet.

Programvaren må kunne overvåke, beregne og handle, uansett hvilken driftssituasjon kraftsystemet befinner seg i. Et mulig design av den programmerbare logiske styringsenheten (PLS), er den samme som benyttes for det nevnte hybridsystem i Wales, Alaska [42].

Primærstyringen av kraftsystemet skjer gjennom en statistisk analyse av systemets forventede vindkraftproduksjon og forbruk av energi i nær fremtid. Denne styringen skjer gjennom å overvåke systemet én gang i minuttet. På bakgrunn av de observerte variablene i systemet, kan styringsenheten avgjøre hvilke produksjonsenheter og andre kraftelektroniske komponenter som skal være online og offline, og dermed hvordan kraftflyten skal foregå mellom komponentene. [42]

I tillegg til den statistiske kontrollen av systemet, eksisterer det en sekundær, øyeblikkelig styring av kraftsystemet. Denne kontrollen fungerer som en sikkerhetskontroll av primærstyringen. Den øyeblikkelige styringen overvåker og handler ved behov, 20 ganger i sekundet, for å kunne reagere

raskt på eventuelle uforutsette ubalanser i kraftsystemet, som den statistiske overvåkningen ikke fanger opp. (ibid, 2002)

6.2. Synkrongenerator

I kraftsystemet foreslås det å benytte en synkrongenerator koblet til hybridsystemet. Synkrongeneratoren muliggjør driftssituasjoner der man kan slå av dieselgeneratoren, som ellers sørger for spenning- og frekvensregulering av kraftsystemet, ved at synkrongeneratoren kan forsyne systemet med reaktiv effekt.

En synkrongenerator er en generator der turtallet er synkront med nettfrekvensen i kraftsystemet. Turtallet, n_s, bestemmes av

$$n_s = \frac{f \cdot p}{120} \tag{18}$$

Her er p antall poler i rotoren på synkrongeneratoren, og f nettfrekvensen.

6.3. Valg av løsning for energilagring

For hybridsystemet på Myken vil det gjøres simuleringer av forbruk og energiproduksjon for et system både med og uten lagringskapasitet. Energilagringsenhetene vil benyttes i perioder der dieselgeneratoren(e) er fullstendig avslått og frakoblet kraftnettet. I disse periodene vil de benyttes for å dekke opp for ubalanser mellom forbruk og produksjon over korte tidsrom som følge av den fluktuerende fornybare energiproduksjonen eller raske økninger i energiforbruk. Dersom avviket mellom produksjon og forbruk opprettholdes over en gitt tidsperiode, vil dieselgeneratorene igjen startes opp for å sikre balanse i kraftsystemet. De fleste pauser/opphold/reduksjon i vindhastighet skjer over begrensede tidsrom, før vinden gjenopptar sin tidligere styrke. Ved å implementere energilagring kan dermed tomgangstimer, antall oppstarter av dieselgeneratorer, driftstimer og dieselforbruk reduseres betydelig, noe som forlenger levetiden til dieselgeneratorene og reduserer driftskostnader av kraftsystemet. I kraftsystemer uten lagringsmedier må dieselgeneratoren, som eneste alternative kilde til energiproduksjon, alltid sørge for effektbalanse i perioder med opphold/reduksjon i vindproduksjon. [43], [34], [11]

Selv om det er mulig å benytte en rekke lagringsmedier i et selvforsynt kraftsystem, som hydrogen, batterier eller svinghjul, vil det i oppgaven kun fokuseres på bruk av batterier.

I tillegg til batterier, er svinghjul en mer utbredt lagringsteknologi i forbindelse med autonome kraftsystemer, enn hydrogen. Svinghjul vil likevel ikke undersøkes i oppgaven, grunnet erfaringer fra andre prosjekter, der batterier har vært det klart mest utbredte alternativet til energilagring.

Batterier som en del av autonome kraftsystemer regnes dessuten for å representere en modnere teknologi enn svinghjul gjør. [34]

Valget for ikke å benytte hydrogen til energilagring er understøttet gjennom erfaringer med bruk av hydrogen, som forklart i kapittel 5.8.

6.4. Batterier

Batteriene vil lades opp under perioder med overproduksjon fra vindturbinen i hybridsystemet, og utlades dersom betingelsene for utlading tilfredsstilles. Batterienes bidrag til hybridsystemet avhenger blant annet av lagringskapasitet, effektkapasitet og antall forventede livssykluser for batteriene. Batteriene vil bidra til å redusere tomgangstimer og antall oppstarter for dieselgeneratorene i kraftsystemet. Samtidig vil de til en viss grad bidra til å overflytte fornybar vindkraftenergi fra overproduksjonsperioder til underproduksjonsperioder.

Batterienes primære oppgave vil ikke være overføring av energi fra perioder med høy vindkraftpenetrasjon til perioder med lav vindkraftproduksjon, med hensikt å øke fornybarandelen av forbruk energi på Myken. Batteriene vil snarere benyttes for å begrense bruk av dieselgeneratorene ved å redusere antall timer i tomgang og antall oppstarter.

Batterier er en konvensjonell og moden teknologi for lagring av energi, og det finnes en rekke modeller og typer batterier på det konvensjonelle markedet. Denne oppgaven vil ikke peke på spesifikke typer batterier for hybridsystemet. Istedenfor vil oppgaven undersøke hvilken størrelse batteriene bør ha for å redusere kostnader i systemet. Noen begreper knyttet til batterier er nødt til å spesifiseres.

6.4.1. SOC – State Of Charge

SOC beskriver hvor mye energi som er tilgjengelig i et batteri i forhold til den maksimale lagringskapasiteten [44]. I simuleringene av hybridscenarioet vil det legges begrensninger for hvor dypt batteriene kan lades ut. Generelt sett vil denne grensen være ved 50 % av tilgjengelig energi.

6.4.2. Livssykluser

Et batteri i et hybridsystem vil måtte gjennomgå en rekke utladinger og oppladinger. Jo flere slike sykluser et batteri utsettes for, jo mer vil batteriet nedgraderes, og levetiden forkortes. Blybatterier designet for å tåle dypere utladinger har svært forskjellige forventede levetider, alt etter kvalitet på batteriene og hvor dypt den gjennomsnittlige utladingen av batteriet er. Sunwind, forhandler av blybatterier til hjemmesystemer, leverer batterier med alt fra 500 til 3000 forventede livssykluser [45].

6.5. Roterende omformer

Batteribanken i kraftsystemet leverer og trekker effekt gjennom likestrøm. Ettersom generatorene i systemet er vekselstrømkilder, vil effekt som skal krysse fra vekselstrømsiden til likestrømsiden måtte gå gjennom en omformer for strøm som kan omforme vekselstrøm til likestrøm, og vice versa. Batteriene i hybridscenarioet foreslås tilkoblet til kraftsystemet gjennom en mekanisk, roterende omformer. En roterende omformer er i realiteten en DC-maskin koblet til den allerede omtalte AC synkrongeneratoren. Vekselspenning blir derfor omformet til likespenning i DC-maskinen, som muliggjør tilkoblingen av det beskrevne batterilagringssystemet.

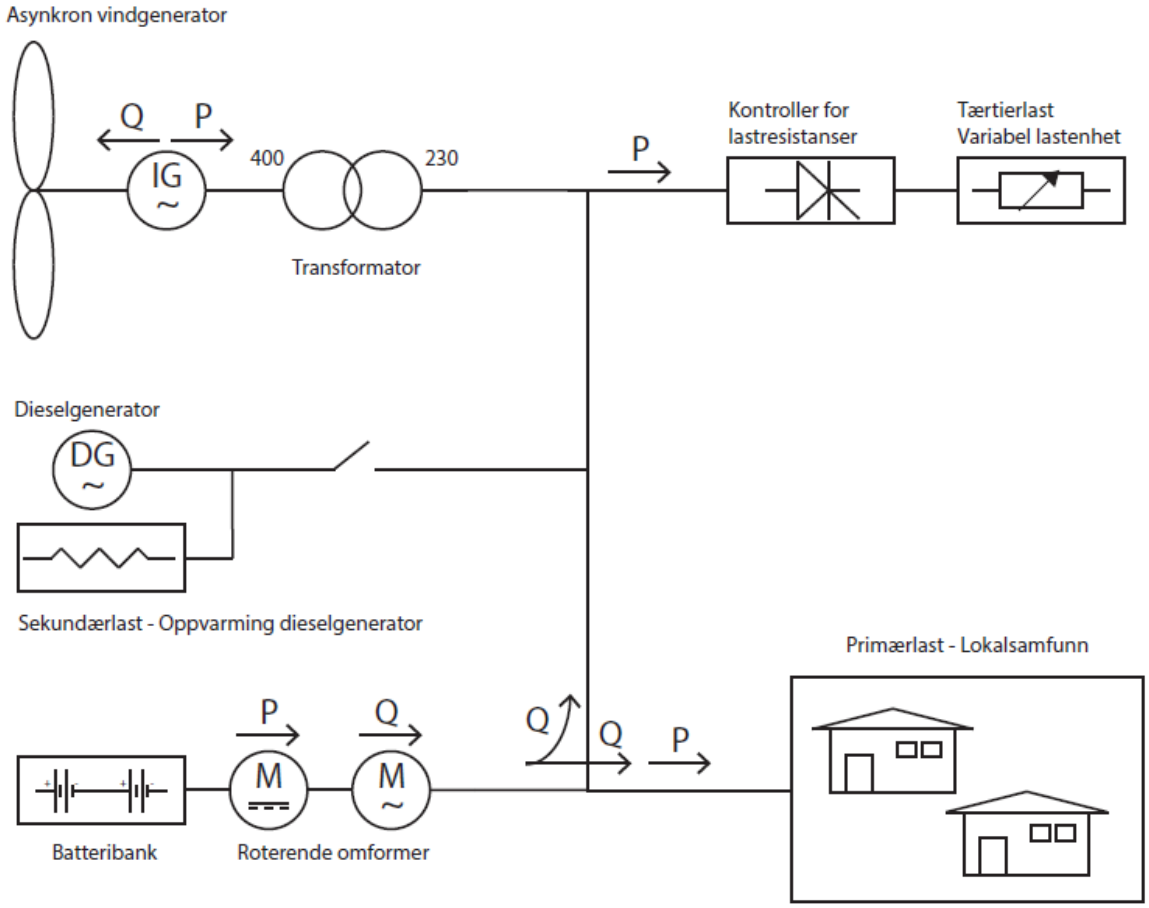
En omformer vil kunne sette begrensninger for hvor mye energi i løpet av en tidsperiode som kan gå fra og til batteriene, ved at omformere vil være underlagt begrensninger på effekt som kan gå gjennom apparatet. I simuleringene vil det ikke legges begrensninger på hvor stor effekt som kan transporteres gjennom omformeren.

Energi vil gå tapt i alle overføringsledd i kraftsystemet, og den roterende omformeren er intet unntak. I virkeligheten vil den totale virkningsgraden for overføring av energi frem og tilbake til batteriene, inkludert opplading og utlading, sannsynligvis ligge et sted mellom 60 og 80 %. Under simuleringen av hybridsystemet vil det likevel antas at overføring mellom enhetene er tapsfritt.

6.5.1. DC-maskin som motor

DC-maskinen kan operere i to forskjellige moduser, avhengig av hvilken driftssituasjon hybridsystemet befinner seg i. I de to forskjellige modusene vil DC-maskinen fungere som enten motor eller generator i kraftsystemet.

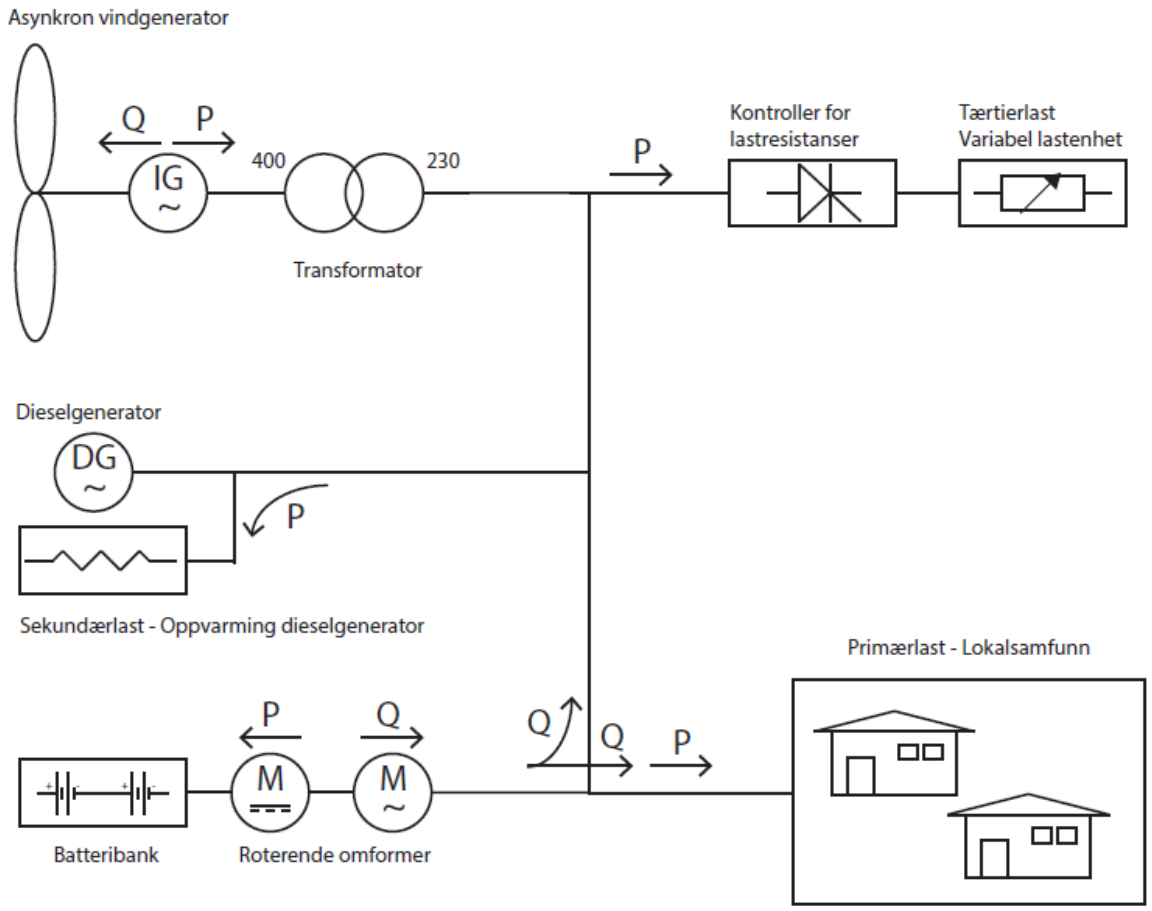
I en driftssituasjon der det kreves effekt fra batteriene for å forsyne kraftsystemet, vil DC-maskinen operere som motor. I dette tilfellet må spenningen som induseres i DC-maskinen være lavere enn spenningen på batterilagringsenhetene, slik at strøm kan flyte fra batteriene og ut på kraftnettet. Styringssystemet sikrer at magnetiseringsstrømmen til DC-maskinen holdes på et nivå som sørger for en tilstrekkelig lav indusert spenning. Et diagram over effektflyten i hybridsystemet under denne situasjonen er vist i figur 6.1.



Figur 6.1: Figuren viser effektflyt av aktiv og reaktiv effekt i en situasjon der dieselgeneratoren er frakoblet systemet, og batteribanken leverer effekt til hybridsystemet.

6.5.2. DC-maskin som generator

Det andre tilfellet der DC-maskinen opererer, er i driftssituasjoner der det er ønskelig å lade opp batteriene. Oppladning av batteriene er kun mulig dersom spenningen i DC-maskinen er høyere enn batterispenningen, og styringssystemet må derfor sørge for at magnetiseringsstrømmen er tilstrekkelig høy nok. I dette tilfellet fungerer DC-maskinen som en generator, som trekker effekt fra kraftnettet, og overfører denne effekten til batteriene. Flytdiagram for denne effektsituasjonen er vist i figur 6.2.



Figur 6.2: Figuren viser effektflyt av aktiv og reaktiv effekt i en situasjon der dieselgeneratoren er frakoblet systemet, og batteribanken trekker effekt fra hybridsystemet.

6.6. Lastresistanser

Lastresistanser vil være plassert på utpekte områder på øya, alt etter hvor det vil være behov/mulighet for å dumpe energi i form av varme. Lastresistansene benyttes for å dumpe overflødig energi i perioder der effektproduksjon fra vindturbinen overstiger effektforbruk på Myken og effektforbruk i varmeelementene i de avslåtte dieselgeneratorene, samtidig som det ikke er ytterligere behov for å lagre energi i batteriene. Dumping av energi vil benyttes som metode for å regulere frekvens i det autonome kraftsystemet i perioder der dieselgeneratoren er avslått. For å kunne regulere frekvensen på et tilfredsstillende nivå, vil det stilles krav til oppløsningen for effekten som kan leveres til lastkontrollenhetene. Et eksempel på et system som kan fungere til dette formålet, er et system bestående av 8 resistanser som kan forbruke henholdsvis 1, 2, 4, 8, 16, 32, 64 og 128 kW hver. Med et slikt binært system for resistansene kan alle effekter fra 1-256 kW forbrukes med en oppløsning på 1 kW, som antas å sørge for tilstrekkelig god frekvensregulering [3].

7. DIMENSJONERING, DESIGN OG REGULERING AV KRAFTSYSTEMET

Ettersom forbruket av elektrisk energi varierer som det gjør, over sekundet, minuttet, døgnet og over sesongen, vil dette stille høye krav til kraftsystemets utforming. Kraftsystemet må være dimensjonert for å takle de kaldeste vinterdagene og høytidsaftenene, dager med tradisjonelt høyt forbruk, samtidig som det skal operere effektivt i sommerperioder, der forbruket tradisjonelt sett er lavt. Enkelte timer under høylastperioder kan effektforbruket langt overstige det gjennomsnittlige effektforbruket, og derfor stille langt strengere krav til kraftsystemet enn hva som kreves under gjennomsnittlig drift. Myken er samtidig et kraftsystem med få kunder. Jo færre kunder det er i et kraftsystem, jo større er den potensielle påvirkningen av den enkelte kunde på kraftsystemet. [3]

Et kraftsystem er bygget opp slik at det umiddelbare forbruket hos kundene i kraftsystemet til enhver tid skal dekkes opp av en tilsvarende produksjon i kraftsystemets produksjonsenheter. Det er altså en likevekt mellom forbruk og produksjon.

For å sikre at sluttbrukeren i det norske kraftsystemet opplever en god nok leveringskvalitet fra nettselskapet er det i Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet av 1.1.2005 [41] satt visse krav til leveringskvaliteten til sluttbrukeren. Forskriftens formål er å

> «… bidra til å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet i det norske kraftsystemet, og en samfunnsmessig rasjonell drift, utbygging og utvikling av kraftsystemet. … ».

Forskriften stiller bl.a. krav til spennings-, frekvens-, og avbruddskvalitet.

7.1. Selvforsynt kraftsystem.

Et selvforsynt kraftsystem på Myken vil i teorien fungere som en miniatyr av et stort kraftsystem, slik som det nasjonale kraftsystemet i Norge og Norden. Det vil stilles krav fra norske myndigheter om at det er samsvar mellom forbruk og produksjon til en hver tid [41]. Et selvforsynt system vil ikke ha mulighet til å lene seg tilbake på effektproduksjon i andre regioner av kraftsystemet dersom det oppstår problemer med lokal produksjon. Dette er i sterk kontrast til regioner som baserer det lokale elektriske forbruket på lokal produksjon, men som er tilkoblet et nasjonal kraftnett for å sikre seg mot underproduksjon i regionens egne kraftverk. For det autonome systemet vil det derfor være nødvendig med tilstrekkelige alternativer under episoder med frafall av enkeltkraftverk, for å tilfredsstille kravene fra norske myndigheter. Det sier seg selv at ved færre produksjonsenheter i kraftsystemet, vil systemet bli mer sårbart ovenfor enkeltfrafall av komponenter.

Samtidig som det stilles strenge krav til forsyningssikkerheten, vil det økonomiske aspektet ved dimensjoneringen av kraftsystemet være viktig. Et poeng ved dimensjoneringen er å finne det

billigste mulige alternativet til dimensjonering av produksjons- og kontrollenheter og drifts- og vedlikeholdskostnader i kraftsystemet, gitt at kravene til forsyningssikkerhet er oppfylt. Ettersom antall produksjonsenheter er en diskret verdi, er det ikke sikkert det er mulig å finne enheter med de eksakte produksjonskapasiteter og effektkurver som vil optimere dimensjoneringen. Dimensjoneringen må derfor finne miksen blant tilgjengelige enheter, som best dimensjonerer det aktuelle kraftsystemet til en lavest mulig kostnad.

7.2. Regulering av kraftsystem

I tillegg til å sikre samsvar mellom produksjon og forbruk av effekt i et selvforsynt kraftsystem, må den aktuelle netteieren sikre at kravene til leveringskvalitet i distribusjonsnettet overholdes [41]. Dette setter krav til styring av blant annet frekvens, spenning og avbrudd. Styring av frekvens og spenning er en av de mest kritiske forholdene ved drift av et kraftsystem. Reguleringen av frekvens og spenning utføres ved å opprettholde balanse mellom forbruk og produksjon av aktiv og reaktiv effekt i systemet til en hver tid. [42]

7.2.1. Frekvensregulering

Frekvensreguleringen i det nasjonale kraftsystemet er i henhold til forskrift om systemansvaret i kraftsystemet [46], underlagt Statnett SF. I forskriften er det også spesifisert at for områder som ikke er tilknyttet eksisterende overføringsnett, er det Statnett SF sitt ansvar å utnevne hvem som skal ha ansvaret for frekvensreguleringen i området. For et selvforsynt kraftsystem er det naturlig å anta at netteieren vil bli underlagt denne oppgaven.

Frekvensregulering innebærer å holde frekvensen i kraftnettet innenfor et gitt anbefalt intervall rundt systemfrekvensen. For Statnett SF, innebærer dette å holde frekvensen innenfor rammene som er bestemt i nordisk systemdriftsavtale. For systemansvarlig for områder uten tilknytning til eksisterende overføringsnett skal frekvensen holdes innenfor systemfrekvensen, pluss minus et relativt intervall på 2 prosent [41]:

$$f_{reg} = 50\ Hz \pm 2\ \%$$

Et helt kraftsystem kan, gjennom forenkling, betraktes som én elektromekanisk enhet. Denne elektromekaniske enheten vil da inneholde alle enheter for produksjon, forbruk og overføring av elektrisk effekt. Modellen vil samle alle produksjonsenheter til én enhet, der all energi som produseres går inn i den elektromekaniske enheten i ett inn-punkt. På samme måte vil all forbrukt energi forlate den elektromekaniske enheten i ett ut-punkt. Dersom det, under noen omstendigheter, oppstår ubalanse mellom produksjon og forbruk av effekt, vil forskjellen i energiforbruk bli lagret som en økning i mekanisk rotasjonsenergi i de roterende delene av

kraftsystemet som er påkoblet nettet. Denne økningen i mekanisk rotasjonsenergi vil oversettes til økt rotasjonshastighet for de roterende maskinene, som igjen vil forårsake økt elektrisk frekvens i kraftnettet. Denne balansen mellom produksjon og forbruk av energi og elektrisk frekvens i kraftnettet kan beskrives ved

$$\sum P_{kilde} + \sum P_{sluk} = \frac{d(K.E.)}{dt} = \frac{d}{dt}\sum_{i}^{N} J_i \omega_i^2 \tag{19}$$

Her er $\sum P_{kilde}$ summen av alle produksjonsenheter og $\sum P_{sluk}$ summen av alle laster, i systemet. $\frac{d(K.E.)}{dt}$ er endring i kinetisk energi i systemet og, J_i og ω_i er henholdsvis treghetsmomentet og vinkelfrekvensen til de i roterende maskinene i kraftsystemet. Å regulere frekvensen i kraftsystemet er derfor i hovedsak en utfordring knyttet til å opprettholde effektbalansen i kraftsystemet. [42]

7.2.2. Spenningsregulering

Reguleringen av spenningen i systemet er, som regulering av frekvens, knyttet til å opprettholde effektbalanse i kraftsystemet. Mer spesifikt vil regulering av spenning være knyttet til opprettholdelse av balanse mellom produksjon og forbruk av reaktiv effekt i systemet. Induksjonsmaskiner og transformatorer er eksempler på induktive sluk i systemet. Synkrongeneratorer kan fungere både som sluk og kilde til reaktiv effekt, men benyttes som oftest som kilder for å levere den påkrevde reaktive effekten som slukes i systemet. Kondensatorbatterier er et annet eksempel på kilde til reaktiv effekt, som også kan benyttes for å supplere reaktiv effekt i et kraftsystem.

Der overflødig aktiv effekt i kraftsystemet lagres som økt kinetisk energi kraftsystemet, kan ikke reaktiv effekt lagres som «reaktiv energi». Istedenfor vil det til enhver tid eksistere balanse for den reaktive effekten i systemet, gitt ved

$$\sum Q_{kilde} + \sum Q_{sluk} = 0 \tag{20}$$

Her er $\sum Q_{kilde}$ og $\sum Q_{sluk}$ summen av alle kilder og laster for reaktiv effekt i kraftsystemet.

Som nevnt vil det til en hver tid eksistere en balanse mellom tilført og forbruk reaktiv energi i kraftsystemet, noe som regulerer seg selv. I en situasjon der det tilføres mer reaktiv effekt enn det forbrukes, vil spenningen i systemet automatisk økes, slik at balanse igjen gjenoppstår. Spenningsregulering vil derfor ikke bestå i kun å opprettholde balanse i reaktiv effekt, men i å gjøre dette ved det ønskede spenningsnivået. [42]

7.3. Styringsdesign av hybridkraftsystem på Myken

Dette delkapittelet vil ta for seg styringen av de ulike delkomponentene i det undersøkte hybridscenarioet, og beskrive under hvilke betingelser hver av komponentene vil tilkobles eller ikke. Simuleringen av hybridsystemet vil gjøres i programmet MATLAB under de gjeldende betingelsene som presenteres.

7.3.1. Spennings- og frekvensregulering ved dieselgenerator

Dieselmotorer, som via synkrongeneratorer, produserer elektrisk energi har mulighet til å regulere spenning og frekvens i kraftnettet det operer i. Dersom kravene til regulering av aktiv og reaktiv effekt ligger innenfor dieselgeneratorens operative område, vil dieselgeneratoren kunne utføre denne reguleringen utmerket. Dersom dieselgeneratoren, av en eller flere årsaker, er online samtidig som vindturbinen leverer energi til kraftnettet, vil dieselgeneratoren bli benyttet som primærkilde for kontroll av frekvens og spenning. Dersom den påkrevde reguleringen av aktiv og reaktiv effekt kommer utenfor dieselgeneratorens operative område, eller dieselgeneratoren er offline, vil lastkontrollenheter og/eller en synkronmaskin kobles inn for å bistå med regulering av henholdsvis frekvens og spenning.

Av hensyn til slitasje på dieselgeneratoren vil det defineres en minste driftstid for dieselgeneratoren på ti minutter. Denne minste driftstiden tilsvarer størrelsen på tidsintervallene (tidsoppløsningen) på forbruks- og vinddata som er benyttet under simuleringen av hybridsystemet. Hvis dieselgeneratoren av forsyningssikkerhetsmessige grunner blir nødt til å starte opp, i tomgang eller til produksjon, kan ikke dieselmotoren slås av før den har vært i drift i minimum ti minutter.

7.3.2. Tomgangskjøring dieselgenerator

Det vil i enkelte tilfeller være nødvendig at dieselgeneratoren kjører i tomgang. Dette gjøres for å sikre tilfredsstillende forsyningssikkerhet i perioder der det er risiko for at vindkraftproduksjonen plutselig kan duppe under kravet til effekt på øya. Dieselgeneratorer vil ikke starte opp i tomgang med mindre vindkraftproduksjonen faller under den definerte sikkerhetsmarginen, samtidig som den tilgjengelige energien på batteriene er under 5 kWh tilgjengelig energikapasitet.

7.3.3. Frekvenskontroll og effektdumping ved lastresistanser

Selv om dieselmaskiner kan fungere som lastkontrollenheter vil det som nevnt også være behov for ytterlige lastkontroll i perioder der reguleringskravet ligger utenfor dieselgeneratorens operative område, eller dersom dieselgeneratoren er offline. Det er foreslått tre grupper lastresistanser i hybridscenarioet.

Den primære lasten i systemet er energiforbruket blant husholdninger og næring på Myken. Dette vil til enhver tid være den prioriterte lasten i systemet, og styringen av systemet søker å sørge for at det alltid leveres effekt til denne ved riktig frekvens og spenning.

Den sekundære lasten er en lokal lastresistans bestående av varmeelementer for å holde dieselgeneratorene varme i perioder der dieselgeneratorene er offline, samt kontrollhuset for styringssystemet varmt. Oppvarming av dieselgeneratorer i perioder der dieselmotoren ikke er i drift sikrer mulighet for rask oppstart av dieselgeneratorene, i en situasjon der vindkraftproduksjonen plutselig svekkes. Situasjoner der vindturbinen er eneste kraftproduserende enhet, vil derfor kun oppstå i situasjoner der vindkrafteffekten er tilstrekkelig til å forsyne både effektbehovet blant husholdningene på Myken, samt den nødvendige oppvarmingen av dieselgeneratorene. Den sekundære lastkontrollenheten antas å være i størrelsesorden 5 kW. Under simuleringer er det likevel ikke tatt hensyn til fordeling av effekt til de ulike lastkontrollenhetene. Istedenfor er det benyttet en nedre sikkerhetsmargin for når minimum én dieselgenerator skal starte opp i tomgang. Dette skjer dersom effektproduksjonen i vindturbinen faller under 110 % av energiforbruket på øya. Når dieselgeneratoren er i tomgangsmodus er det antatt at den kan reagere raskt nok på endringer i kraftsystemet til å tilfredsstille kravene til elektrisk kvalitet.

Den tertiære lasten benyttes kun i perioder der vindkraftproduksjonen overstiger både forbruket blant husholdningene på øya og oppvarming av dieselgeneratorene. Den tertiære lasten består av to hovedelementer: Oppladning av et batterilagringssystem og en ren lastresistans for effektdumping. Hvordan fordelingen av den tertiære lastresistansen skjer, vil blant annet avhenge av om batterisystemet er tilgjengelig for opplading, og evt. hvor oppladet batterisystemet er. Dersom batteriet er tilgjengelig for opplading, vil opplading av batteriet være første prioritet for overflødig effektproduksjon. Videre overflødig effekt vil dumpes i de rene dumperesistansene. I perioder med overflødig effektproduksjon, og batteriene allerede er fulladet, vil all overflødig effekt gå til disse dumperesistansene.

Det skal også nevnes at det i et tilfelle der dieselgeneratoren er offline, og batterienheten er tilkoblet, vil det kreves litt aktiv effekt for å holde den roterende AC synkronmaskinen og DC-maskinen i gang. Dette er antatt neglisjerbart i den store sammenhengen, og derfor ikke tatt hensyn til under simuleringene av hybridscenarioet.

7.3.4. Spenningsregulering ved AC synkronmaskin

For regulering av reaktiv effekt foreslås det, som tidligere nevnt, å benytte en synkronmaskin som kan fungere som både sluk og kilde for reaktiv effekt.

I driftsperioder der dieselgeneratoren er online, vil ikke synkrongeneratoren benyttes, med mindre dieselgeneratoren ikke klarer å produsere den tilstrekkelige mengden reaktiv effekt som kreves i systemet alene. I perioder der dieselgeneratoren er frakoblet systemet er tilkobling av synkrongeneratoren nødvendig for at vindturbinen skal kunne operere som eneste kraftproduserende enhet i kraftsystemet. Dette kommer av vindgeneratorens forbruk av reaktiv effekt til magnetisering av induksjonsgeneratoren. Synkrongeneratoren vil i dette tilfellet ta over ansvaret fra dieselgeneratoren som spenningsregulator i systemet, ved å produsere den nødvendige reaktive effekten for å opprettholde den ønskede systemspenningen.

AC-synkronmaskinen kan tilkobles DC-maskinen dersom det er behov for dette, men kan også operere uten å være tilkoblet DC-maskinen.

7.3.5. Kapasitet og pålagte begrensninger for batterier

Selv om et batteri har oppgitt en maksimal lagringskapasitet, er det ikke slik at denne lagringskapasiteten bør utnyttes til det fulle. Generelt sett er det slik at ved å begrense antall dype utladninger av batteriet, kan antall sykluser for batteriet og den totale levetiden øke [47].

Under simuleringer av hybridsystemet har det blitt satt en begrensning for nedre utladningsnivå av batterier til 50 % SOC. Samtidig har det blitt definert en nedre grense for når dieselgeneratoren kan unngå å starte opp i tomgangsmodus, ved 5 kWh tilgjengelig energi i batteriene[1]. Dersom vindkraftproduksjonen dupper under sikkerhetsmarginen for overflødig energiproduksjon, og batterienes daværende energilagringsnivå er under 5 kWh over nedre utladingsnivå (50 % SOC), vil en dieselgenerator starte opp i tomgang. Dette skjer fordi batteriene ikke har tilstrekkelig opplagret energi til å supplere hybridsystemet i lang nok tid, ved et eventuelt bortfall/reduksjon i vindkraftproduksjon. 5 kWh tilsvarer at batteriene kan levere 30 kW effekt i opp til ti minutter.

7.3.6. Tilkobling av batterier under overproduksjon i vindturbin

Batterienhetene vil tilkobles kraftsystemet i to forskjellige moduser, avhengig av hvilke andre enheter som er tilkoblet kraftsystemet, og i hvilken modus disse opererer.

Den første av de to mulige batteritilkoblingene vil skje når både dieselgeneratorene og vindturbinen er tilkoblet kraftsystemet, og det er overflødig effektproduksjon fra vindturbinen. Dette kan for eksempel skje dersom den minste driftstiden for dieselgeneratoren ikke ennå er oppfylt, og dermed ikke kan kobles fra systemet ennå, samtidig som vindkraftproduksjonen overstiger effektforbruket.

[1] 5 kWh tilgjengelig energi gjelder for alle undersøkte lagringskapasiteter, utenom for batteriet med 10 kWh total lagringsenergi, tilsvarende 5 kWh tilgjengelig energi til utlading. I dette tilfelle er 3 kWh satt som nedre grense.

Dersom batteriene ikke er fulladet, vil overflødig effekt overføres til batteriene, innenfor batterienes og den roterende omformerens begrensninger. Effektoverføring til batteriene kan, sammen med dumping av effekt i lastresistanser, benyttes til frekvensregulering i hybridsystemet.

Dersom batteriene er fulladet vil overflødig effekt heller dumpes i lastresistanser. Ettersom dieselgeneratoren fortsatt driftes i tomgang, vil det ikke være nødvendig å koble til batteriene eller den roterende omformeren, før minste gangtid er oppfylt. Dieselgeneratoren vil i dette tilfellet stå for kontroll av spenning ved å kontrollere den reaktive effekten i systemet.

7.3.7. Tilkobling av batterier under intermitterende vindkraftproduksjon når vindturbinen er eneste kraftproduserende enhet tilkoblet systemet

I en situasjon der vindturbinen over en tidsperiode lenger enn dieselgeneratorens minste driftstid har produsert overflødig effekt (med en margin større enn den pålagte sikkerhetsmarginen), vil vindturbinen fungere som eneste produserende enhet i hybridsystemet. Synkronmaskinen vil være tilkoblet systemet for spenningsregulering. Dersom produksjonen fra vindturbinen deretter synker til mindre enn laveste sikkerhetsmargin for overflødig effektproduksjon, må batteriene stå klare til å supplere med effekt i tilfelle intermitterende vind fører til ubalanse mellom produsert og forbrukt aktiv effekt i systemet. Batteriene vil med andre ord stå klar til å stabilisere fluktuerende vindkraftproduksjon.

Hvis vindkraftproduksjonen i denne situasjonen avtar til mindre enn effektforbruket i systemet vil batteriene kobles inn for å supplere med effekt. Oppstart av dieselgenerator kan unngås dersom vindkraftproduksjonen øker opp igjen før batteriene tømmes for sin opplagrede, tilgjengelige, energi. Denne sekvensen vil kun skje med forbehold om at batteriene er tilstrekkelig oppladet i begynnelsen av sekvensen. Denne grensen er som tidligere nevnt, satt til minimum 5 kWh tilgjengelig energi i batteriet.

Tilsvarende, i en situasjon der det benyttes flere og mindre dieselgeneratorer istedenfor én stor dieselgenerator, kan batteriene benyttes til å stabilisere fluktuerende vindkraftproduksjon og energiforbruk for å forhindre oppstart av ytterligere dieselgeneratorer. Ettersom simuleringene ikke dekker muligheten for flere og mindre dieselgeneratorer, er heller ikke et slikt scenario undersøkt. Denne formen for design av hybridsystemet vil øke antall situasjoner der batteriene kan benyttes til stabilisering av effektbalansen. Verdien av redusert dieselforbruk, antall oppstarter og antall tomgangstimer må alltid veies opp mot kostnaden ved å benytte batterier til effektbalansering.

7.4. Oppsummering styringsdesign av kraftsystem

Styringen av hybridsystemet kan nå oppsummeres for å gi en bedre oversikt over hvilke betingelser som styrer de ulike kraftelektroniske komponentene.

- Vindturbinen skal forsyne Myken med effekt til så stor grad som mulig.
- Dieselgeneratoren skal supplere med effekt dersom vindturbinen alene ikke klarer å møte effektbehovet på Myken. Vil sørge for frekvens- og spenningsregulering av kraftsystemet dersom den er tilkoblet. Minste driftstid på 10 minutter.
- Batterier bidrar med energi til systemet dersom vindkraftproduksjonen dupper under effektbehovet når dieselgeneratoren er frakoblet systemet og opplagret og tilgjengelig energi er større enn 5 kWh. Dieselgeneratoren vil heller ikke starte opp i tomgang før opplagret og tilgjengelig energi er mindre enn 5 kWh. Dypeste tillatte utladning er 50 % av full lagringskapasitet.
- Oppstart av dieselgenerator i tomgang, eller stand-by modus for batteriene og den roterende omformeren, vil skje dersom effektproduksjonen i vindturbinen reduseres til mindre enn sikkerhetsmarginen på 110 % av effektbehovet på Myken når vindturbinen er eneste kraftproduserende enhet i systemet.

7.5. Dimensjonering av batterier

Det autonome kraftsystemet som undersøkes, med en vindturbin som kan levere effekt som tilsvarer flere ganger forbruket på Myken, kan etter tabell 5.3 klassifiseres som et kraftsystem med høy grad av vindkraftpenetrasjon. For autonome kraftsystemer med høy grad av vindkraftpenetrasjon finnes det eksempler fra virkelige prosjekter der lagringskapasiteten i kraftsystemet går fra null lagringskapasitet til mange timers lagringskapasitet ved gjennomsnittlig energiforbruk. Tidligere studier har likevel vist at for hybridsystemer med høy vindkraftpenetrasjon vil lagringsenheter med kort lagringskapasitet gi de beste økonomiske og operasjonelle resultatene. For hybridsystemet i Deering, Alaska, med kapasitet på dieselaggregater og vindturbiner på henholdsvis 298 og 195 kW, ble det funnet at den optimale lagringskapasiteten tilsvarte mellom 10 og 15 minutters nominell lagringsenergi ved gjennomsnittlig forbruk. [48]

Betingelsene for at batteriene skal bidra med energi til hybridsystemet gjør at kapasiteten til batteriene automatisk vil påvirke hvor ofte, og til hvilken grad, batteriene vil bidra med energi til hybridsystemet. I simuleringer av det selvforsynte kraftsystemet vil det benyttes ulike lagringskapasiteter, for å undersøke hvordan bidraget fra lagringsenhetene og bruk av dieselgenerator avhenger av lagringskapasitet. I simuleringen av hybridkraftsystemet for sammenlikning mot dieselkraftscenarioet og sjøkabelscenarioet, vil det benyttes en

batterilagringskapasitet på 40 kWh. Ettersom det er definert en minste SOC på 50 %, betyr dette at det er 20 kWh tilgjengelig energi på batteriene.

Mens primærversjonen av hybridscenarioet omfatter lagringskapasitet på 40 kWh og 20 kWh tilgjengelig energi, vil andre simulering undersøke batterilagringskapasiteter mellom 10 og 2000 kWh, tilsvarende 10 til 1000 kWh tilgjengelig energi. Hensikten med simuleringene er å undersøke hvordan batterienes lagringskapasitet påvirker hybridsystemet i form av overført energi, reduksjon i antall oppstarter og tomgangstimer for dieselgenerator. Alle tomgangstimer, antall oppstarter og mengde overført energi vil registreres under simuleringer av hybridsystemet. Slik kan effekten av å øke eller redusere batterilagringskapasiteter og nedre grenser for utladning undersøkes.

7.6. Alternative design av hybridsystem

Som nevnt vil det foreslåtte designet av hybridsystemet kun være en av flere muligheter som kan sikre tilfredsstillende forsyningssikkerhet og regulering av frekvens og spenning.

7.6.1. Alternativ frekvensregulering

For frekvensregulering i kraftsystemet, er dumping av overflødig elektrisk effekt i perioder med overproduksjon nødvendig. Det er derfor ikke så mye som kan gjøres med lastresistansene som er foreslått i hybridsystemet. Det som kan endres, er hvor lastresistansene plasseres. Én mulighet er å dumpe all overflødig energi i havet i form av varme. Selv om dette krever mindre utstyr og gir god kontroll, vil nytten av den dumpede energien være fullstendig verdiløs. En annen mulighet er å dumpe effekt i form av et slags foredlet produkt, slik at overflødig energi får verdi. For eksempel kan man lagre energi i form av varmtvann i varmtvannsberedere i husholdninger eller felles anlegg. Dette vil kreve ytterligere kontroll av temperatur i varmtvannsberederne og flytkontroll i hybridsystemet. Dette er noe som ikke vil undersøkes videre i denne oppgaven, men som bør undersøkes før et reelt hybridsystem iverksettes.

7.6.2. Alternativ spenningsregulering

Som nevnt vil spenningsreguleringen i systemet sikres gjennom regulering av reaktiv effekt i kraftsystemet. Den reaktive effekten vil forsynes fra dieselgeneratoren eller en egen AC synkronmaskin. Det finnes likevel alternativer til denne formen for spenningsregulering.

Den første alternative metoden for regulering av reaktiv effekt, er dersom AC synkrongeneratoren som er tilkoblet en standard dieselgenerator kan frakobles dieselmotoren og benyttes for regulering av reaktiv effekt, uten at dieselmotoren er i drift. Frikobling fra dieselmotoren kan for eksempel gjøres ved et kløtsjssystem eller en friløpskobling. Tilkobling av DC-maskin og batterier kan enten ordnes ved å benytte en to-akslet AC synkrongenerator, som er tilkoblet DC-maskinen på den ene

siden og dieselmotoren på den andre. På den måten vil antall komponenter i kraftsystemet reduseres med én, ved at den ekstra AC-maskinen i systemet blir overflødig.

Én annen metode, som ikke krever roterende maskineri, er bruk av statisk synkrone kompensatorer, også kalt STATCOM. STATCOM benytter elektronikk til å tilføre eller absorbere reaktiv effekt gjennom elektronisk bearbeiding i en spenningsomformer. Gjennom å koble ulike kondensatorer og spoler i ulike kombinasjoner, kan den reaktive effekten stabiliseres på det ønskede nivået. En STATCOM vil i så måte være et alternativ til den roterende AC maskinen for reaktiv effektbalanse. Dersom en STATCOM er tilkoblet en DC-kilde, vil den også ha muligheten til å kontrollere aktiv effekt. Med andre ord kan STATCOM fullstendig erstatte den roterende omformeren som er foreslått i kraftsystemet. [49]

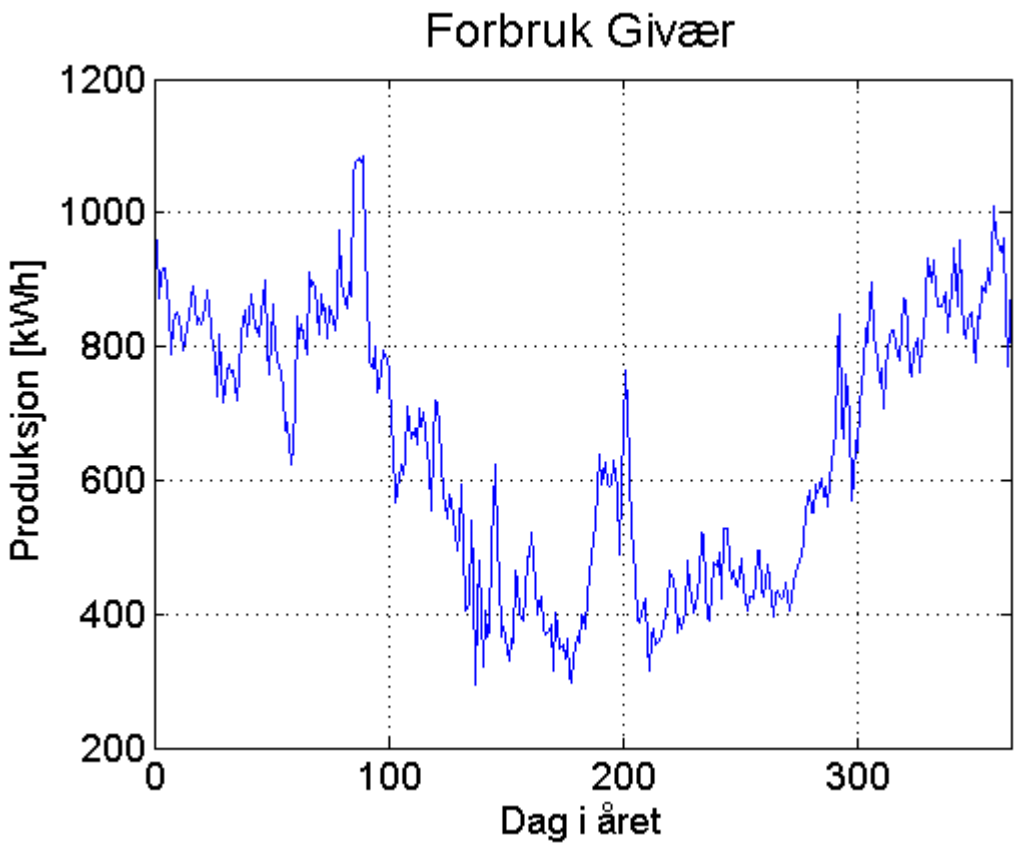
Til tross for de alternative mulighetene som finnes for regulering av spenning/reaktiv effekt i hybridsystemet, vil videre analyse utføres på bakgrunn av at roterende omformer benyttes. Dette er, som nevnt, også teknologien som benyttes i hybridsystemet som forsynes Wales i Alaska, USA, med reaktiv effekt.

8. REFERANSEOMRÅDE: GIVÆR

Data for dieselkraftproduksjon og energiforbruk på Givær vil være viktig som referanse for antagelser knyttet til kostnader ved dieselkraft, samt resultater fra simuleringer av de undersøkte kraftsystemene som inkluderer dieselproduksjon på Myken. Dette kapittelet vil derfor ta for seg Givær, og hvilke erfaringer som er kjent fra et eksisterende dieselkraftsystem på en øy med et lavt befolkningstall i Nord-Norge.

8.1. Givær

Givær er en øy utenfor Bodø med 19 fastboende mennesker [50]. Ansvarlig for kraftnettet i området er Nordlandsnett AS. Givær er for tiden ikke tilkoblet regionalnettet i området, og forsynes derfor ved hjelp av lokal elektrisk energiproduksjon basert på dieseldrift i aggregat. Spenningen i hele det lokale kraftnettet på øya er på 230 V. Grunnet den lave befolkningen, og det faktum at øya ikke er tilkoblet regionalnettet er Givær således et godt sammenlikningsgrunnlag for den fremtidige nettsituasjonen på Myken. Givær er i likhet med Myken en typisk ferieøy, der innbyggertallet stiger i perioder av året grunnet turister og fritidsboligbrukere. Dette påvirker kraftforbruket på øya, spesielt om sommeren og i høytider.



Figur 8.1: Figuren viser daglig aggregert produksjon fra dieselaggregatene på Givær for 2013 i kWh/dag. I perioder der begge aggregatene har vært operative, har den aggregerte produksjonen blitt plottet.

Produksjonen fra dieselaggregatene på Givær for året 2013 er presentert i figur 8.1. Som figuren viser følger produksjonen og forbruket på Givær den nasjonale trenden ganske godt, med unntak av sommerperioden der det er en tydelig topp. Dette kan sannsynligvis skyldes økt beboermasse om sommeren, som følge av turister og fritidsboligbrukere. Sommerperioden er tradisjonelt en periode av året der forbruk og produksjon av elektrisk effekt i Norge er på sitt laveste. Bortsett fra de sesongbaserte trendene er også de klassiske toppene i sammenheng med høytidene påske og jul representert i grafen. Påske og jul var i 2013 de periodene av året med det høyeste forbruket.

8.1.1. Aggregatene på Givær

Informasjon om kraftsystemet og aggregater på Givær er innhentet fra samtaler over e-post med leder for distribusjonsnettet i Nordlandsnett, Hans Vidar Torbergsen den 17.02.2014. Kraftsystemet på Givær forsynes, som nevnt, ved hjelp av dieselaggregater. Det er installert to dieselaggregater på øya, med installert effekt på 77 kVA og 120 kVA. Det ene aggregatet fungerer som reserve for det andre ved en eventuell stans. Det er det minste aggregatet som står for størstedelen av driften på øya, med en produksjonsandel på mer enn 80 % i 2013. Etter anbefaling fra produsentene for dieselgeneratorene, skal disse opereres på 65 % av nominell effekt for beste økonomiske operasjon.

8.1.2. Dieseltype

Dieselen som benyttes som drivstoff i aggregatene er anleggsdiesel, også kjent som avgiftsfri diesel eller "røddiesel". Dieselen er, til tross for sitt folkenavn, ikke fullstendig avgiftsfri, men gjenstand for en mineraloljeavgift. Mineraloljeavgiften for anleggsdiesel er fra 1.1.2014 på 2,516 $øre/l$, en økning på 81 $øre/l$ fra 1,706 $øre/l$ i 2013 [51]. For å estimere den gjeldende dieselprisen benyttes prisen Nordlandsnett AS betalte for diesel 13.01.2014 på 8,19 kr/l som et utgangspunkt [52]. Prisen for diesel på Myken antas å koste 8,50 kr/l.

8.1.3. Investeringskostnader og teknisk levealder

Investeringskostnadene knyttet til det eksisterende produksjonsanlegget på Givær er på omtrent kr 120 000 for den minste dieselgeneratoren [52]. Den tekniske levealderen for et dieselaggregat er avhengig av mange faktorer, bl.a. belastning og vedlikehold (ibid, 2014). Nordlandsnett AS har informert om at det ved vesentlige havarier på maskiner som har gått mer enn 50 000 timer vil gjøres vurderinger om hvorvidt det bør investeres i ny maskin grunnet store reparasjonskostnader. Som en antagelse for videre analyser, settes derfor den teknisk forventede levealderen for et dieselaggregat til 70 000 timer. Det årlige timeantall på generatoren bestemmes ut fra den nåværende relative produksjonen ved hovedaggregatet på Givær (80 %), altså omtrent 7 000 timer i året. Dette gir en forventet teknisk levealder på ti år.

8.1.4. Drifts- og vedlikeholdskostnader på Givær

Kostnadene for produksjonen henger tett sammen med forbruket på Givær, grunnet den høye variable kostnaden knyttet til dieselproduksjon. I 2013 hadde aggregatene på Givær en total produksjon på 237 220 kWh.

Regnskapet for drift av aggregatene i 2013 på Givær er presentert i tabell 8.1.

Utgifter	Sum [kr]
Diesel, inkl. mineraloljeavgift	436 000
Olje, filter, maling, småreparasjoner	61 000
Lønn, daglig ettersyn/lett service	343 000
Forsikring	-
Totalt	**kr 840 000**

Tabell 8.1: Tabellen viser et forenklet regnskap for driften av de eksisterende dieselaggregatene på Givær for året 2013. Prisen for forsikring er ikke oppgitt, men vil også være en reell kostnad. Regnskapet er hentet gjennom samtaler med Torbergsen i Nordlandsnett AS [52].

Regnskapet kan overføres til et regnskap for kostnad pr kWh produsert energi. Dette er gjort i tabell 8.2.

Utgifter	[kr/kWh]
Diesel inkl. mineraloljeavgift	1,84
Olje, filter, maling, småreparasjoner	0,26
Lønn, daglig ettersyn/lett service	1,45
Forsikring	-
Totalt pr kWh	**3,55**

Tabell 8.2: Tabellen viser kostnad pr kWh produsert energi i dieselaggregatene på Givær fordelt på kostnadsgruppe.

Som vist i tabell 8.1 og tabell 8.2 er det knyttet vesentlige drifts- og vedlikeholdskostnader til elektrisitetsproduksjon i dieselaggregater. Selv uten at kostnaden tilknyttet forsikring av aggregatene er tatt hensyn til lå kostnadene pr kWh produsert energi på 3,55 kr/kWh i 2013. Til sammenlikning var nettleiekostnaden for en husholdning/fritidsbolig tilknyttet kraftnettet til Nordlandsnett i 2013 på mellom 13,8 og 14,8 $øre/kWh$ med et fastledd på 2030 kr/år [53]. Med en gjennomsnittlig nettleiepris på 14,4 kWh og et forbruk på mellom 10 000 og 20 000 kWh vil en husholdning med disse satsene betale mellom 24,5 og 34,7 $øre/kWh$. Med andre ord taper Nordlandsnett minimum 3,20 kr for hver kWh forbrukt energi i denne eksempelhusholdningen på Givær.

9. ENERGIFORBRUK PÅ MYKEN

For å kunne dimensjonere kraftsystemet som eventuelt skal forsyne Myken med energi, er det nødvendig å kjenne til energiforbruket på stedet. Data for energiforbruket er hentet fra Rødøy-Lurøy Kraftverk AS, nettselskapet i konsesjonsområdet som omfatter Myken. Datamaterialet som beskriver forbruket på Myken er kjent med oppløsning på én måned, med målinger som strekker seg over tre år, fra 2011-2013, se figur 9.1.

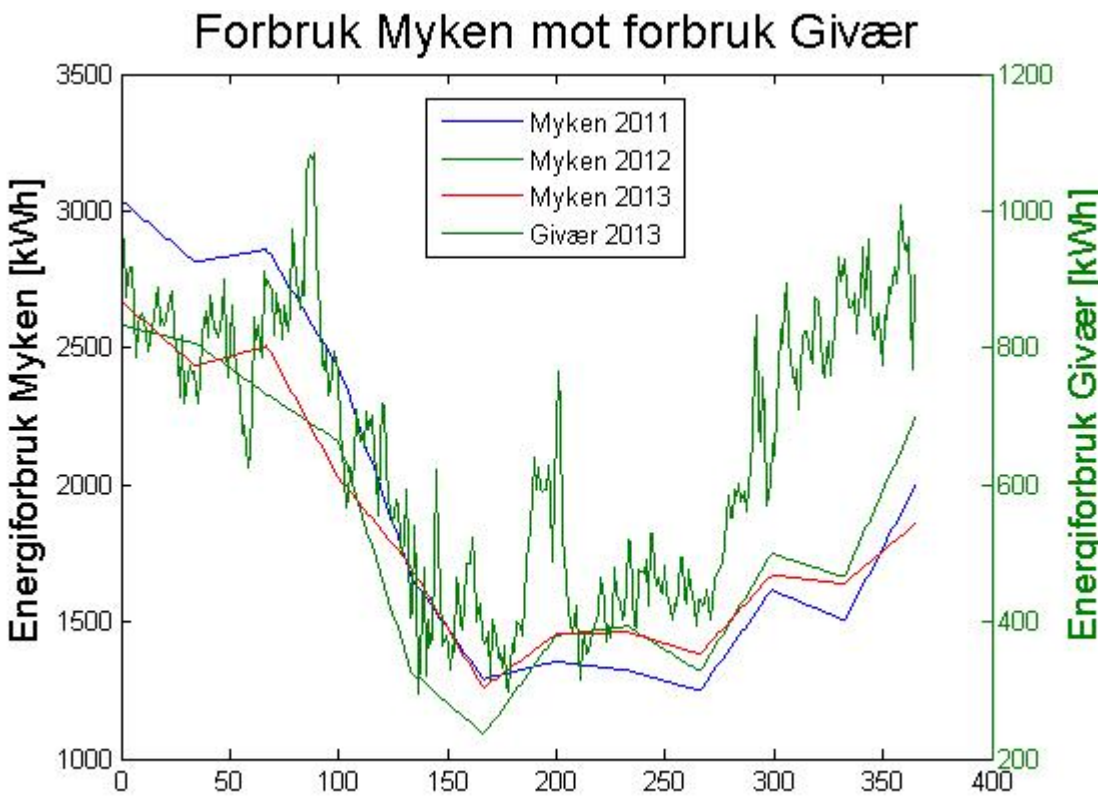
9.1. Estimering av høyoppløselig forbruksdata på Myken

Forbruksdata som er kjent for Myken er av svært lav oppløsning. Antagelser og beregninger må gjøres, slik at simuleringer og beregninger kan gjøres med forbruksdata med oppløsning på én time. Høyoppløselig forbruksdata vil gi mer nøyaktige beregninger av vindkraftpenetrasjon og langsiktige marginalkostnader. Dimensjonering av enheter i kraftsystemet vil også bli mer nøyaktig. Forbruksdata for Myken med oppløsning på én time estimeres ved å benytte øya Givær som referanseområde.

Estimeringen av timesforbruket på Myken gjøres ved å speile timesforbruket på Givær over til forbruk på Myken. Dette gjøres ved å bruke forholdet mellom månedsforbruket på de to øyene. Forholdet mellom månedsforbrukene på Myken og Givær definerer en proporsjonalitetsfaktor, A_{prop}, som beskrevet i *(17)*. Det antas at timesforbruk på Givær kan speiles proporsjonalt med denne faktoren, A_{prop}, for å finne timesforbruket på Myken.

Dette vil som nevnt kun gi estimater av timesforbruket på Myken, men metoden sikrer at det totale forbruket på Myken vil stemme med det rapporterte datamaterialet fra Rødøy-Lurøy Kraftverk AS. Det estimerte forbruket vil dessuten få en naturlig karakteristikk for endringer i forbruk fra time til time.

Forbruksdata for Myken og Givær er presentert i figur 9.1. De beregnede proporsjonalitetsfaktorene for hver av månedene er vist i tabell 9.1.



Figur 9.1: Figuren viser forbruksdata for Myken i årene 2011-2013, og Givær i 2013. Forbruksdata fra Givær har en oppløsning på 1 dag, og er representert ved den mørkegrønne og mer varierende linjen.

	2011	2012	2013	Gjennomsnitt
Januar	3,63	3,09	3,19	3,30
Februar	3,97	3,55	3,43	3,65
Mars	3,20	2,61	2,81	2,87
April	3,60	3,21	3,01	3,27
Mai	3,48	2,75	3,55	3,26
Juni	3,41	2,87	3,32	3,20
Juli	2,63	2,82	2,83	2,76
August	3,08	3,46	3,41	3,32
September	2,90	3,06	3,21	3,06
Oktober	2,55	2,76	2,64	2,65
November	1,89	2,09	2,06	2,02
Desember	2,27	2,55	2,11	2,31

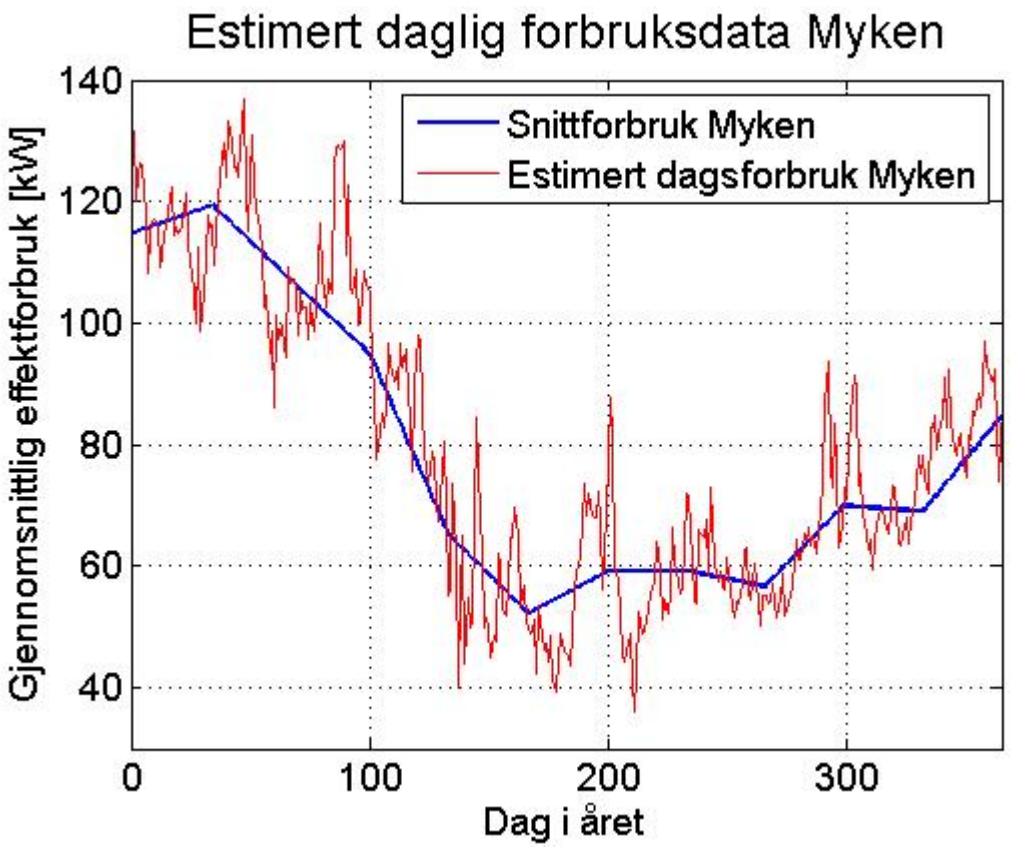
Tabell 9.1: Tabellen viser proporsjonalitetsforhold mellom månedlig forbruk på Myken og månedlig forbruk på Givær. Den fjerde kolonnen viser gjennomsnittet av disse forholdene gjennom tre år av forbruksdata for Myken. For Givær er det kun benyttet forbruksdata fra 2013.

9.2. Forbruk av elektrisk energi på Myken

Det totale årlige forbruket av elektrisk energi på Myken er funnet ved gjennomsnittet av de tre siste årene. Dette gir et elektrisk energiforbruk på

$$E_{\text{år}} = 693\ MWh$$

Når proporsjonalitetsfaktorer for forholdet mellom forbruk på Myken og Givær for hver måned er beregnet, kan det endelige estimatet for timesforbruk over året på Myken beregnes. I figur 9.2 er det estimerte *dagsforbruket* som fremkommer ved den beskrevne metoden presentert. I simuleringene har, som nevnt, det estimerte *timesforbruket* blitt benyttet. Figuren med estimert dagsforbruk er således benyttet av presentasjonvennlige hensyn.



Figur 9.2: Figuren viser det estimerte dagsforbruket på Myken basert på dagsforbruk fra Givær, mot det gjennomsnittlige dagsforbruket basert på tre års månedlige målinger på Myken.

10. INNTEKTER, KOSTNADER OG ØKONOMISKE RAMMER

I oppgaven vil det fokuseres på valg mellom tre alternative scenarioer for nettilknytning eller lokal energiproduksjon. Det vil i den sammenheng gjøres beregninger for hver av alternativene for å finne det beste alternativet ut fra et lønnsomhetsperspektiv. For å gjøre dette må det defineres noen økonomiske rammer for prosjektet.

10.1. Inntekter

For det gjeldende prosjektet vil inntektene til nettselskapet komme gjennom nettleie til kundene og/eller salg av strøm og elsertifikater. Krafteieren av lokale produksjonsenheter vil være avhengig av å selge all produsert energi lokalt på Myken. Ettersom scenarioene som omfatter energiproduksjon lokalt på Myken skjer i et selvforsynt kraftsystem, vil prisene på strømmen bestemmes av netteierens egne satser for kraftpriser, som beskrevet i NVEs veileder om fritak for leveringsplikt [8]. Med andre ord kan ikke kundene på den autonome øya lenger velge fritt mellom kraftleverandører i Norge, men må forholde seg til netteieren som kraftleverandør. Dette er ikke ensbetydende med at netteieren kan sette så høye priser som mulig for å legge regningen for lokal produksjon over på kundene på øya. NVEs regulering av nettselskaper [6] setter krav til netteierens inntektsrammer, for å sikre en fornuftig drift av monopolmarkedet. Økte kostnader for netteieren vil derfor bli forskjøvet over på alle kundene til netteieren, også kunder utenfor øya, fordi netteieren er pliktig til å tilby ikke-diskriminerende priser til alle kunder av samme kundegruppe i konsesjonsområdet [54].

10.1.1. Nettleie

Nettleie er prisen kunden må betale til netteieren for å overføre elektrisitet fra energikilden til punktet der elektrisiteten benyttes. Det er altså ikke prisen for strømmen, men kostnadene knyttet til å transportere strømmen til kunden. Nettleien består av et fastledd og et variabelt ledd, som beskrevet i *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer*, § 14-2 [54]. Som beskrevet i forskriften skal de variable kostnadene i nettleien reflektere kostnader knyttet til de elektriske tapene i kraftnettet, som nettselskapet må stå for. Fastleddet i nettleien skal reflektere kostnadene knyttet til drift og vedlikehold av det lokale kraftnettet. [55]

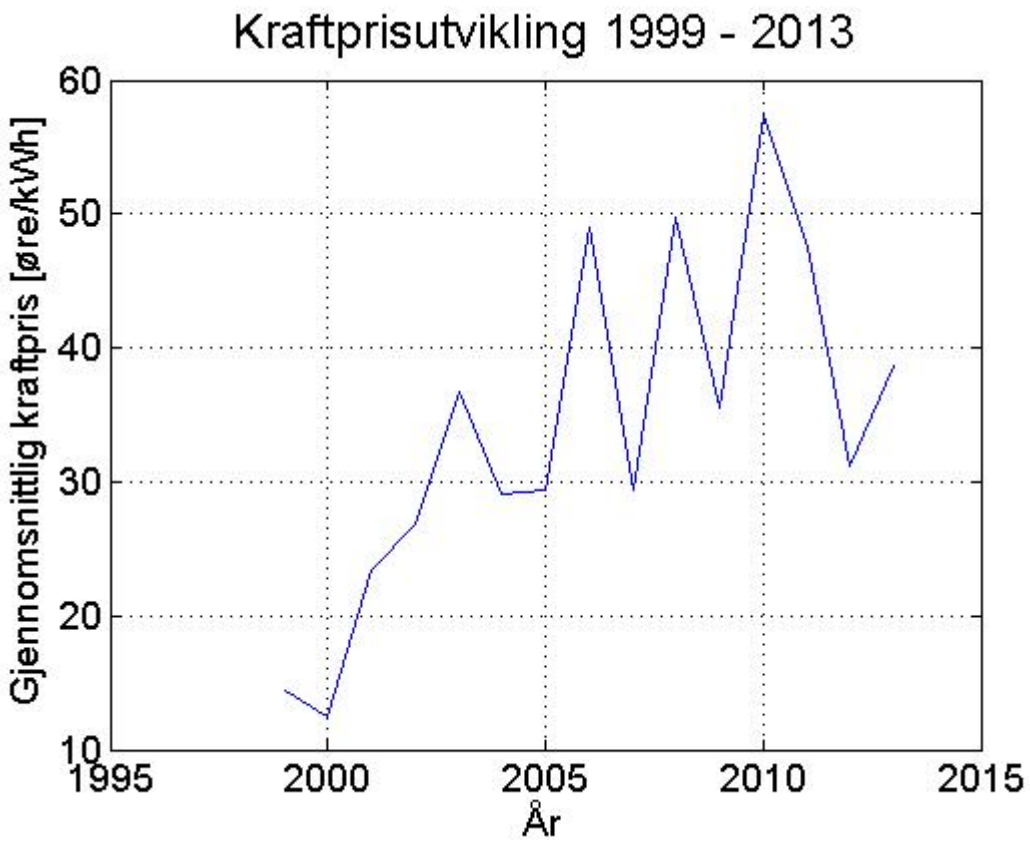
10.1.2. Kraftsalg

I scenarioene der Myken omgjøres til et selvforsynt kraftsystem frakoblet det nasjonale kraftnettet, vil kundene være nødt til å handle kraft gjennom netteieren [8]. Kundene vil i dette tilfellet betale nettselskapets gjeldende tariffer for kraftsalg i henhold til selskapets priser for leveringspliktig leveranse. Rødøy-Lurøy Kraftverk AS operer i dag med en pristariff på dette lik områdeprisen på Nord Pool Spot, pluss et tillegg på 9,4 øre/kWh eks. mva [56]. For scenarioet der det legges ny sjøkabel, vil

kundene på Myken være frie til å velge blant kraftleverandørene som tilbyr salg av kraft i konsesjonsområdet [57].

Inntektene vil i diesel- og hybridscenarioet avhenge av områdeprisen på Nord Pool Spot, i tillegg til tilleggsavgiften fra nettselskapets side. For videre analyser vil det antas at tilleggsavgiften fra nettselskapets side vil holdes konstant og lik dagens verdi for minimum de neste 20 årene. Dette betyr at avgiften antas å endre seg med konsumprisindeksen.

Figur 10.1 viser at kraftprisen i området de siste 15 årene har svingt mye fra år til år [58]. Kraftpriser avhenger av mange variabler, slik som temperatur, nedbørsmengder, import/eksport av kraft, kraftsituasjoner i Sverige/Danmark/Finland, osv. På bakgrunn i figuren er det vanskelig å gjøre gode antagelser for hvordan kraftprisen vil bevege seg i fremtiden. For videre analyser er det derfor antatt en kraftpris lik 35 $øre/kWh$ som vil endre seg i takt med den generelle prisveksten og inflasjonen i Norge.



Figur 10.1: Figuren viser kraftprisutviklingen i NO4, kraftprisområdet som omfatter Myken, fra 1999 til 2013. Kraftprisen som er presentert er gjennomsnittlig kraftpris i området for hele året.

10.1.3. Elsertifikatordningen

Fra 1. januar 2012 ble Norge del av et felles norsk-svensk samarbeid med hensikt å øke fornybarutbygging i Norge og Sverige med 26,4 TWh. Samarbeidet går ut på at nye produsenter av

fornybar energi blir tildelt sertifikater for hver produserte MWh fornybar energi. Kraftleverandørene i Norge og Sverige er pliktet å kjøpe disse sertifikatene, og legger prisen for sertifikatene inn i strømregningen til kundene sine. På denne måten er det strømkundene som indirekte subsidierer utbygging av ny fornybar energi i Norge og Sverige. Prisen for elsertifikatene skal utgjøre en bestemt andel av strømregningen fra kraftleverandøren til kunden, og skal øke fra 6,9 % i 2014 til omtrent 18 % i 2020, for deretter å synke frem mot 2035 [59]. [60]

En kraftprodusent tilfredsstiller kravene for å bli tilkjent elsertifikater dersom [60]:

- Kraftverket er basert på fornybare energikilder og hadde byggestart senere enn 7.9.2009.
- Kraftverket er et eksisterende kraftverk fra før 7.9.2009, men som etter nevnte dato varig øker sin kraftproduksjon.
- Vannkraftverk med installert effekt inntil 1 MW med byggestart etter 1.1.2004.
- Produksjonsanlegget settes i drift før 31. desember 2020.

Det er også pålagt at kraftverket er ferdig bygget og i drift før det er mulig å søke om å bli tilkjent elsertifikater.

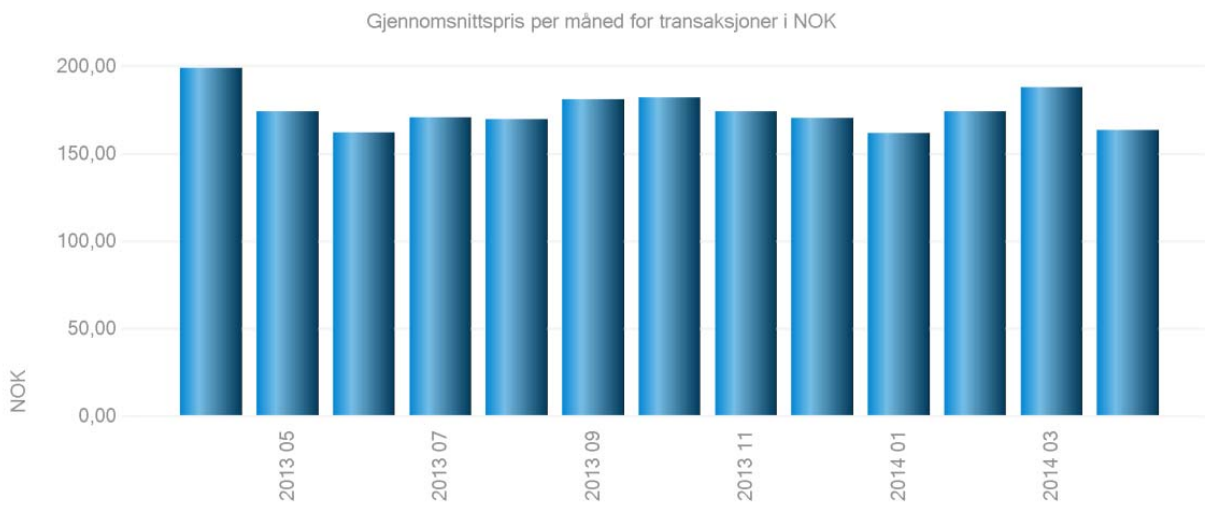
For å søke om å bli tilkjent elsertifikater er det tilknyttet et gebyr for å dekke NVEs kostnader i form av saksbehandling og tilsyn med ordningen. Gebyret er effektregulert for å sikre at produsenter av kraftverk med lav installert effekt blir pålagt lavere gebyr enn produsenter av kraftverk med høy installert effekt. Gebyrene pr 1.2.2013 er vist i tabell 10.1.

Anleggsstørrelse	Gebyr
Mindre enn 100 kW	kr 15 000
Fra og med 100 kW opp til 5 MW	kr 30 000
Fra og med 5 MW eller større	kr 60 000
Opprustning/utvidelse av eksisterende kraftverk. Uansett størrelse	kr 60 000

Tabell 10.1: Tabellen viser gebyrer for å søke om tilkjenning av elsertifikater for fornybare kraftverk, etter kraftverkets installerte effekt.

Prisen for elsertifikater har i perioden 4.2013-4.2014 vært på gjennomsnittlig 182 kr/MWh produsert elektrisitet, se vedlegg G og figur 10.2. Det antas at prisen for elsertifikater holdes lik nåverdien av 182 kr/MWh i hele levetiden til det undersøkte hybridsystemet.

Som forklart vil noe av den produserte elektriske energien fra vindturbinen være overflødig og må dumpes i lastresistanser. Det vil i simuleringene antas at eieren av vindturbinen ikke vil motta elsertifikater for energien som dumpes i lastenheten.



Figur 10.2: Figuren viser gjennomsnittlige priser per måned for elsertifikater fra april 2013 til og med april 2014. Figuren er hentet fra [61]

10.1.4. Enova

Det statlige foretaket Enova er opprettet for å øke utbygging og omlegging av energisystemet i Norge, og eies av Olje- og Energidepartementet. Enova ønsker å støtte fremtidsrettede og innovative energiløsninger. Dersom scenarioet som omfatter utbygging av vindkraft og solkraft for å drifte et selvforsynt kraftsystem tilfredsstiller Enovas krav til innovativ utbygging av fornybar kraft, kan investeringsstøtte bli aktuelt. Det er likevel ikke antatt at det vil eksistere noen form for støtte til hybridsystemet fra Enova under simuleringer og beregninger.

10.2. Investeringskostnader

Investeringskostnader er alle kostnader knyttet til planlegning og utbygning av et prosjekt. Dette inkluderer blant annet transport av bygningsmateriell, arbeidskraft under utbygging, elektrisk installasjoner, nettilknytning, konsulenttjenester og transaksjoner i sammenheng med eiendom hvor nye installasjoner eventuelt vil bygges ut. Investeringskostnadene vil skille seg ut fra hverandre, alt etter hvilket scenario som velges, både av verdi og karakter.

10.2.1. Investeringskostnader for vindkraftutbygging

For vindkraft har NORWEA og Energi Norge gjort estimater for investeringskostnader for vindturbiner, basert på europeiske installasjoner. Disse er nærmere presentert i figur 10.3.

Totale investeringskostnader for moderne vindturbiner koster i området 11-12 MNOK/MW. For vindturbiner i kW-klassen vil denne prisen kunne stige, av flere grunner. For det første har vindturbinene som produseres til store vindparker i dag installert effekt helt opp mot 8 MW [62]. Den minste vindturbinen i produksjonskatalogen til Vestas er for tiden V80-2.0 MW® [63]. Dette gjør det rimelig å anta at fokuset i produksjonsbransjen ligger i å produsere store vindturbiner, som dermed

gir mindre fokus og høyere priser på mindre turbiner. Dessuten er det kjent at det eksisterer skalafordeler ved produksjon av vindturbiner, noe som gjør at prisen øker mindre enn proporsjonalt med den installerte effekten i vindturbiner [64].

	INVESTERING [1000 NOK/MW]	ANDEL AV TOTALE KOSTNADER [%]
Turbiner (eks. arbeid)	7 702	75,6
Nettilknytning	905	8,9
Fundament	664	6,5
Leie av land	398	3,9
Elektrisk installasjon	149	1,5
Konsulenttjenester	125	1,2
Finansielle kostnader	125	1,2
Veikonstruksjon	91	0,9
Kontrollsystemer	33	0,3
TOTALT	**10 184**	**100**

Tabell 10.2: Tabellen viser estimerte absolutte og relative investeringskostnader for ulike komponenter av en vindturbin. Kostnadene er oppgitt i 1000 EUR/MW. [56]

10.2.2. Investeringskostnader dieselgenerator:

På Myken er det allerede plassert en dieselgenerator med installert effekt 120 kW. I dieselscenarioet er det antatt at det vil være påkrevd å installere minimum én ytterligere dieselgenerator for å sikre forsvarlig forsyningssikkerhet for kundene på Myken. Denne dieselgeneratoren må kunne dekke maksimalt forbruk på Myken, og dimensjoneres heretter. I tillegg til selve dieselgeneratoren, vil det være nødvendig å investere i annet nødvendig utstyr. Den største antatte utgiften i form av ekstrautstyr, forventes å være investering av dieseltank. Investeringskostnader vil hentes inn fra leverandører av dieselgeneratorer og utstyr til dieselgenerator.

10.3. Driftskostnader

Driftskostnader er kostnader knyttet til den daglige driften og forsikringer av installasjoner. Denne kostnadsposten inkluderer årlige serviceprogrammer, reparasjoner av utstyr, osv.

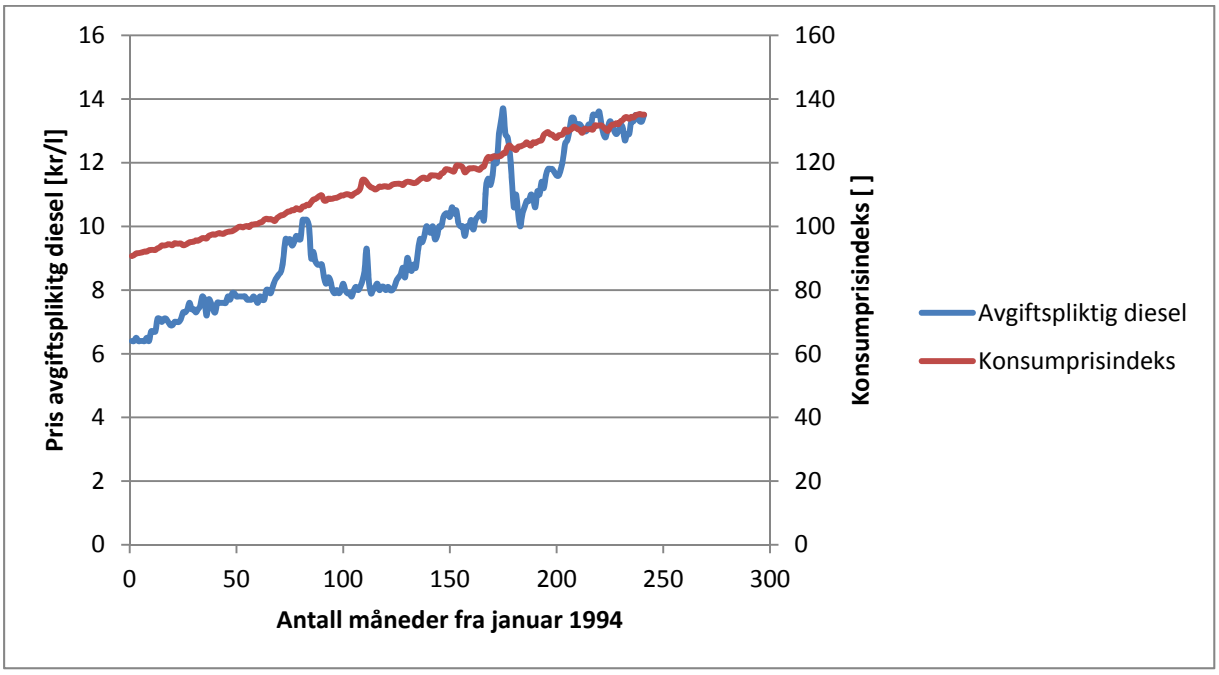
10.3.1. Driftskostnader for vindkraft

For vindturbiner oppgir NORWEA og Energi Norge driftskostnader for vindturbiner til typisk å ligge mellom 12 og 18 øre/kWh, som i kraftproduksjonssammenheng er en lav driftskostnad. Dette kommer selvfølgelig av at energibæreren som benyttes til vindkraftproduksjon, vinden, er gratis. Til tross for lave driftskostnader av vindturbinen, vil eieren av et vindkraftverk, grunnet høye investeringskostnader, være avhengig av en høyere kraftpris enn driftskostnad for at kraftverket skal være lønnsomt. For utbyggere av vindkraft i Norge er det vanlig å kjøpe servicepakker for de installerte vindturbinene fra turbinleverandøren på opp til 15 år. [65]

10.3.2. Driftskostnader for dieselkraft

For dieselgeneratorer vil kostnadsbildet rundt drift være svært forskjellig fra vindkraft, av den grunn at den benyttede energibærer, diesel, ikke er gratis. Dette betyr at driftskostnader vil omfatte, i tillegg til drift og vedlikehold, kostnader knyttet til kjøp av diesel.

En dieselgenerator vil typisk ha en virkningsgrad rundt 35 % for produksjon av elektrisitet. Med en dieselpris på omtrent 9 kr/l betyr dette at en dieselgenerator vil ha en drivstoffkostnad lik omtrent 2,6 kr/kWh. For Myken vil det også komme vesentlige kostnader knyttet til transport av diesel fra fastland med båt til Myken som må estimeres ytterligere. Det antas at fraktkostnadene for diesel til Myken vil være 0,50 kr/l og øke med konsumprisindeksen i fremtidige år.



Figur 10.3: Prisutvikling avgiftspliktig diesel og den totale konsumprisindeksen i Norge fra januar 1994 til januar 2014 (240 mnd).

Dieselprisen har de siste 20 årene opplevd en gradvis økning, se figur 10.3. [66]. Tallene fra SSB viser at fra januar 1994 til januar 2014, har prisen for avgiftspliktig diesel økt fra 6,4 kr/l til 13,5 kr/l. Dette tilsvarer en økning på over 110 %. Over 20 år, forutsatt lik årlig prisvekst i 20 år, tilsvarer dette en årlig prisstigning på 3,8 %. I den samme perioden har den totale konsumprisindeksen i Norge hatt en gjennomsnittlig årlig vekst på 2,0 % [67].

I tillegg til drivstoffkostnader vil også dieselgeneratorer være gjenstand for service- og vedlikeholdskostnader. Disse service- og vedlikeholdskostnadene vil for Myken estimeres ved hjelp av data fra det sammenliknbare øysamfunnet Givær utenfor Bodø.

10.4. Økonomiske beregninger

10.4.1. Nåverdimetoden

Nåverdimetoden baserer seg på å diskontere alle fremtidige inntekter og kostnader til dagens verdinivå. Ved å gjøre dette for flere prosjekter kan man evaluere de ulike prosjektene opp mot hverandre for å bestemme hvilket prosjekt som er mest lønnsomt. Et prosjekt defineres som lønnsomt dersom nåverdien av prosjektet er positiv. For å gjøre de nødvendige beregningene for en nåverdiberegning må det fastsettes avkastningskrav på investeringen. Avkastningskravet vil normalt settes lik den påkrevde avkastningen for prosjekter med risiko av samme karakter som gjeldende prosjekt. Levetiden for prosjektet er dessuten en viktig faktor i regnestykket. Nåverdien av et prosjekt beregnes ved

$$NNV = -I_0 + \sum_{t=0}^{N} \frac{U_t}{(1+k)^t} \tag{21}$$

Der NNV er netto nåverdi, I_0 er investeringskostnaden, N er levealderen i år, U_t er den årlige pengestrømmen (inntekt – kostnad) for år t, og k er avkastningskravet, når inflasjon er tatt hensyn til.

10.4.2. Langsiktige marginale energikostnader (LCOE)

Langsiktige marginale energikostnader, også kalt *Levelized cost of energy*, eller LCOE uttrykker kostnaden pr enhet produsert energi fra en produksjonsenhet over enhetens totale levetid. LCOE blir beregnet som forholdet mellom nåverdien av alle kostnader i løpet av enhetens forventede tekniske levealder, inkludert investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader, skatter og avgifter, forsikringer, osv., og nåverdien av enhetens forventede produksjon av energi i kWh gjennom enhetens totale forventede levealder. [68], [69], [70]

På denne måten kan man finne en slags gjennomsnittlig pris pr enhet energi produsert for den aktuelle enheten. $LCOE$ defineres som

$$LCOE = \frac{Nåverdi\ av\ totale\ levetidskostnader\ [kr]}{Nåverdi\ av\ total\ levetidsproduksjon\ [kWh]} \tag{22}$$

Her er de total levetidskostnadene gitt i *netto nåverdi* av totale levetidskostnader. Totale levetidsproduksjon er summen av all produksjon i løpet av en produksjonsenhets levetid.

Diskontering av reelle fysiske størrelser, slik som blir gjort i *(22)*, for den totale produksjonen over en produksjonsenhets levetid kan virke kontraintuitivt, da diskontering vanligvis kun gjøres for reelle kontantstrømmer. Det er likevel slik at produksjonsenhetens eneste økonomiske funksjon er å produsere fleste mulige enheter energi som selges for en viss pris. Denne årlige inntekten, som oppnås gjennom pris og mengde av energienheter, vil måtte diskonteres. Med andre ord er en energienhet produsert i dag, verdt mer enn en energienhet produsert neste år, og *(22)* er gyldig. [69]

LCOE benyttes som oftest på produksjonsenheter som produserer en viss mengde energi i løpet av en viss levetid. I oppgaven vil begrepet også benyttes for scenarioet der det installeres ny sjøkabel til Myken, selv om sjøkabelen ikke er en produksjonsenhet i seg selv. Dersom man antar at lokal produksjon av energi uteblir i fremtiden, vil det likevel være slik at all elektrisk energi som forbrukes på Myken vil måtte gå gjennom sjøkabelen. LCOE for sjøkabelen vil derfor være dekkende for å beskrive kostnaden per energienhet som er overført til Myken.

Det er gjort estimater av LCOE for små vindkraftprosjekter (<25 MW), og funnet at LCOE vil være 0,47 kr/kWh [70]. Den estimerte verdien er basert på kraftverk av vesentlig større størrelse enn den installerte effekten som vil bli analysert i denne oppgaven, og sammenlikningsgrunnlaget er derfor usikkert.

10.5. Optimalisering av vindturbinstørrelse

Ved å minimere LCOE for hybridsystemet bestående av vindturbin og dieselgenerator, kan den optimale størrelsen på den installerte vindturbinen bestemmes. Med vindturbinstørrelse, menes i denne sammenheng den nominelle effekten til vindturbinen. Når nåverdien av alle kostnader knyttet til kraftsystemet(investeringer, montasjearbeid, forarbeid, alternativkostnader, driftskostnader, osv.) og den totale forventede kraftproduksjonen fra kraftsystemet i systemets forventede levealder er kjent, beregnes LCOE ved *(22)*.

Det må gjøres en del antagelser og forenklinger for at dette skal være mulig.

- Det antas at effektproduksjon fra vindturbinen benyttes i så stor grad som mulig. Dieselgeneratoren vil supplere med effekt, hovedsakelig, i perioder der effektproduksjonen fra vindturbinen ikke er tilstrekkelig til å dekke hele kraftforbruket på Myken.
- Det tilskrives ingen verdi på overflødig kraftproduksjon fra vindturbinen. Dette er energi som dumpes i perioder der kraftproduksjonen fra vindturbinen overstiger kraftforbruket på Myken.
- Det antas at investeringskostnadene knyttet til vindturbinen endres proporsjonalt med størrelsen. Investeringskostnader for vindturbinen WTN250 av produsenten Windtechnik Nord benyttes som referansepunkt. Denne leveres av det norske selskapet Wind Energy Nordic, som

har gitt pris på kjøp og installasjon av vindturbinen WTN250. Servicekostnadene forventes å være konstant og uavhengig av vindturbinens nominelle effekt.

- Effektkurven til vindturbinen forventes, som investeringskostnadene, å være proporsjonal med størrelsen på vindturbinen. Igjen benyttes effektkurven til vindturbinen WTN250 som referanse for mindre og større vindturbiner.
- Det antas at investeringskostnadene knyttet til dieselgeneratoren er uavhengig av vindturbinens nominelle effekt. Driftskostnadene knyttet til dieselgeneratoren vil endre seg med installert effekt, avhengig av produksjonen fra vindturbinen.
- Parametere som levetid for vindturbin/dieselgenerator, prisstigning, dieselpris og virkningsgrad for diesel antas å endre seg uavhengig av vindturbinens nominelle effekt. Dette betyr at den forventede levetiden til dieselgeneratoren i hybridsystemet forventes å være 10 år, uavhengig av om vindturbinen har nominell effekt 25 eller 250 kW. I virkeligheten vil en reduksjon i vindturbinstørrelse føre til et større trykk på dieselgeneratoren, og dermed redusere den forventede levetiden. Investeringskostnaden for dieselgeneratorer er likevel så liten at antagelsen ikke forventes å endre resultatbildet i stor grad.

Optimaliseringen av vindturbinstørrelse gjøres ved å kjøre simuleringer av hybridsystemet i MATLAB for vindturbinstørrelser mellom 25 og 500 kW, med et intervall på 25 kW. I simuleringene har det blitt gjort simuleringer under antagelsen om at det investeres i én dieselgenerator á 275 kW, som i de andre simuleringene.

I optimaliseringsprogrammet vil det heller ikke gjøres unntak rundt investeringskostnadene for andre elektrotekniske komponenter i kraftsystemet, som lastresistanser, AC synkron maskin, roterende omformer og batterier. I virkeligheten vil relevansen av å inkorporere de nevnte komponenter svekkes med en redusert vindturbinstørrelse. Dette vil i så fall føre til reduserte investeringskostnader.

11. MILJØ, LOVER OG RAMMEBETINGELSER

For å bygge og drifte et vindkraftverk må drift og utbygging følge en rekke miljøbestemmelser for å ivareta flora, fauna samt personlige og næringsmessige interesser i området kraftverket bygges.

11.1. Energiloven

Energiloven spesifiserer hvilke krav som stilles til nye kraftverk og eksisterer for å sikre at nye kraftverk av en viss størrelse og karakter går gjennom en tilstrekkelig prosess for å sikre kvalitet på utbygging og drift og dessuten tilstrekkelig vern av miljøet. Det går frem av energiloven av 1990, § 3-1 at *"anlegg for produksjon, omforming, overføring og distribusjon av elektrisk energi med høy spenning, 1000 V eller mer, ikke kan bygges eller drives uten konsesjon. Tiltaket omfatter alle anleggsdeler, til og med tilknytningspunkt i ledningsnettet. Hvis anlegget er konsesjonspliktig skal alle deler av tiltaket beskrives i søknaden."*

Det er også spesifisert at *"Søknader om å få bygge og drive vindkraftverk der strømmen skal leveres direkte til lavspentnettet (< 1000 V), skal ikke konsesjonsbehandles i henhold til energiloven. Den formelle behandling vil her bestå av en byggesak og eventuelt en plansak etter plan- og bygningsloven i den berørte kommune."*

Som tidligere nevnt ligger det til høring på Stortinget et lovforslag om å gjøre effekt på installasjoner til bestemmende faktor for om kraftverket er konsesjonspliktig, og at den foreslåtte grensen fra Stoltenberg II-regjeringen er på 500 kW. For kraftverk mindre enn den foreslåtte grensen skal sakene behandles på kommunalt nivå gjennom plan- og bygningsloven.

11.2. Plan- og bygningsloven

Plan og bygningsloven fastslår at det for større bygge- og anleggsarbeider skal utarbeides reguleringsplaner. Myndigheten til å vedta eller avslå disse planene etter plan- og bygningsloven ligger kommunalt.

11.3. Miljø og samfunn

I Norges energipolitikk er økt utbygging av miljøvennlig, utslippsfri fornybar energi et mål i seg selv. Videre er verdiskapning og lokale arbeidsplasser positive bivirkninger ved utbygging og drift av lokale vindkraftverk. Det finnes likevel også en rekke miljøhensyn som må ivaretas før, under og etter en utbygging. Dette ivaretas bl.a. gjennom konsekvensutredninger rundt bygging/montering, drift og demontering av kraftverket.

11.3.1. Konsekvensutredning

I *forskrift om konsekvensutredninger* av 1.4.2005 går det frem at det for vindkraftverk med installert effekt større enn 10 MW må utføres melding og konsekvensutredninger for vindkraftverket.

For vindkraftverk med lavere installert effekt enn 10 MW skal det søkes i henhold til energiloven. Det aktuelle vindkraftverket som undersøkes i scenario 3 vil unngå konsesjonsplikten, ettersom ingen av komponentene i vindkraftsystemet trenger å være over 1000 V. For et tiltak som kun omfattes av plan- og bygningsloven vil miljømessige hensyn tas vare på gjennom nevnte lov. Dette er spesifisert i plan- og bygningsloven § 1-1: "*Det skal legges vekt på langsiktige løsninger, og konsekvenser for miljø og samfunn skal beskrives.*"

11.3.2. Vanlige konfliktområder

I en veileder for konsesjonssøknader for vindkraftverk $\leq 10\ MW$ av NVE, nevnes hovedområdene for hvilke konfliktområder som må undersøkes og kartlegges av en vindkraftprodusent i en konsesjonssøknad. Uavhengig av om vindkraftverket i det undersøkte hybridsystemet i scenario 3 vil være underlagt en konsesjonsplikt, kan de samme «vanlige» konfliktområdene antas å gjelde for dette vindkraftverket. Ikke minst vil disse konfliktområdene også være viktige for godkjennelse gjennom plan- og bygningsloven. [71]

Vanlige konfliktområder er temaer som:

- Landskap
- Biologisk mangfold
- Kulturminner og kulturmiljø
- Friluftsliv
- Støy
- Samiske interesser
- Reiseliv
- Sivil luftfart og meteorologiske målestasjoner
- Forsvarshensyn (radarproblematikk, osv.)
- Landbruk

Denne oppgaven vil ikke utrede til hvilken grad de ulike konfliktområdene vil påvirkes av de forskjellige scenarioene. Det vurderes likevel til at utbygging av vindkraft vil skape flere og større lokale konflikter enn dieselkraft. Dieselkraft vurderes til å være i konflikt med den gjeldende klimapolitikken. Sjøkabelen vurderes til å være scenarioet som i klart minst grad fører til konflikter med miljøhensyn, lokale og internasjonale.

11.4. Øvrige lovverk

Som en veiledning fra NVE er det også spesifisert for vindkraftverk at tiltaket gjennom utbygging og drift også må ivareta hensyn og avklares i forhold til annet gjeldende lovverk, slik som kulturminneloven, forurensningsloven og naturmangfoldloven. [72]

11.5. Økonomiske rammer og betingelser

Ved utbygging av vindkraftverk vil det normalt stilles krav til de økonomiske rammene og betingelsene rundt utbyggingen. Disse økonomiske betraktningene må inneholde flere punkter. Bl.a. skal investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader samt levetid for anlegget estimeres. Deretter skal vindparkens elektrisitetsproduksjon i form av brukstid og forventet årlig produksjon på anlegget, AEP, estimeres. [11] [71]

12. SCENARIOER FOR ELEKTRISITETSFORSYNING AV MYKEN

12.1. Scenario 1 – Dieselkraftsystem

Dieselaggregater som omdanner den kjemisk bundne energien i det fossile brenselet til elektrisk energi er en svært moden teknologi. Det finnes allerede en rekke lokalsamfunn der elektrisitetsproduksjonen skjer ved hjelp av dieselgeneratorer. Dermed finnes det også flere leverandører av det nødvendige utstyret for slike kraftsystemer. Investeringskostnadene knyttet til dieselkraftproduksjon er dessuten relativt lave. Et stort nok dieselaggregat til å forsyne Myken vil ikke være stort større enn at det får plass på en stor biltilhenger, og dermed gjøre transport fra fastland ut til Myken enkelt.

For en øy forsynt med elektrisitet fra dieselaggregater vil ikke det fordyrende leddet ligge i investeringskostnader, men i driften og vedlikeholdet av kraftsystemet. I motsetning til fornybare kraftkilder som vann-, vind- og solkraft er ikke drivstoffet i kraftsystemet gratis. Utsiktene for dieselpriser i fremtiden er dessuten usikre, noe som kan øke risikoen forbundet med prosjektet.

I denne oppgaven vil scenarioet basere seg på investering av én dieselgenerator. Det er likevel slik at man kan oppnå et mer økonomisk drivstofforbruk og større fleksibilitet under drift ved å installere flere og mindre dieselgeneratorer i systemet. På den måten kan man kjøre akkurat så mange dieselgeneratorer som optimaliserer drivstofforbruket ved den aktuelle lasten [3]. Simuleringene bør derfor undersøke hva den typiske lasten for dieselgeneratoren i systemet vil være. Disse resultatene kan deretter benyttes til å vurdere om det vil være nødvendig med flere og mindre dieselgeneratorer i hybridsystemet.

12.1.1. Økonomisk analyse av scenario 1

Det må gjøres fullstendige beregninger av netto nåverdi for scenario 1. Nedenfor vises de nødvendige beregninger og antagelser som kreves for å utføre de fullstendige beregningene av netto nåverdi.

- Energiforbruket på Myken må estimeres ut fra forbruk på Givær
- Kostnader for drift av dieselaggregat estimeres ut fra datamateriale fra Givær
- Investeringskostnader og teknisk levealder hentes fra leverandører av utstyr.
- Kapitalrente for prosjektet estimeres.

12.1.2. Investeringskostnader for scenario 1

Det finnes allerede et dieselaggregat på Myken med nominell effekt 120 kW som reserveløsning ved kortvarige strømbrudd i strømtilførselen til øya. Det må likevel investeres i minimum ett ytterligere

dieselaggregat for å sikre tilfredsstillende forsyningssikkerhet på øya. I perioder der ett dieselaggregat kan være ute av drift, må det være tilstrekkelig med alternativer for å drifte kraftsystemet alene. Ettersom det høyeste kraftforbruket kan inntre på en vindstille dag, må dieselaggregatet dimensjoneres slik at det på egenhånd kan håndtere det høyeste forventede forbruket. Dette må inkludere en sikkerhetsmargin for ekstraordinære forbrukstopper utover de historiske forbrukstoppene.

I tillegg til dieselgenerator må det investeres i en eller flere dieseltanker. Dieseltankens størrelse vil avgjøre hvor ofte diesel må fraktes ut til øya.

Som nevnt tidligere anslås den tekniske levetiden for et dieselaggregat til 70 000 timer drift, tilsvarende ti års drift på Myken dersom dieselaggregatet er eneste kilde til kraftproduksjon.

Prisantydninger for dieselaggregat, dieseltank og frakt av disse til Myken er innhentet fra Getek Energy [73]. Disse prisestimatene er presentert i tabell 12.1.

Investeringsobjekt	Sum
Dieselgenerator - 275 kVA	390 000
Dieseltank - 10 000 l	120 000
Frakt og montering	100 000
Totalt	**610 000**

Tabell 12.1: Tabellen viser estimerte investeringskostnader for et komplett dieselkraftsystem fra Getek Energy Norge. Prisene er veiledende og ekskludert merverdiavgift.

12.1.3. Drifts- og vedlikeholdskostnader for scenario 1

Dersom man antar at det fremtidige energiforbruket på Myken vil følge det historiske forbruket fra 2011-2013 med et forventet energiforbruk på 693 MWh, er det mulig å estimere driftskostnader for et normalår på Myken.

Det antas for scenarioet at dieselprisen vil stige i årene som kommer. I kapittel 9.3.2 ble det vist at prisen på avgiftspliktig diesel de siste 20 årene har opplevd en årlig gjennomsnittlig prisvekst på 3,8 %. På samme tidsrom har den totale konsumprisindeksen hatt en årlig gjennomsnittlig vekst på 2,0 %. Det antas videre i oppgaven at anleggsdiesel vil oppleve en årlig prisvekst på 3 %. Det beste estimatet for dagens pris vil være prisen Nordlandsnett AS betalte for dieselen den 14.1.2014. Nordlandsnett AS måtte da betale en pris på 8,19 kr/l inkl. mineraloljeavgift.

Det må også gjøres estimater for virkningsgrad på dieselgeneratorene. På bakgrunn av informasjonen i kapittel 4.2, antas den gjennomsnittlige virkningsgraden for dieselgeneratorene til å være 35 %. Dieselforbruket ved tomgang antas å være 30 % av dieselforbruket ved nominell last.

Ved det estimerte forbruket av energi på 693 MWh vil det, med de kjente verdier og antagelser om nedre brennverdi for diesel og virkningsgrad på Myken, kreves forbrenning av omtrent 200 000 l diesel pr år. Med en dieseltank på 10 000 l vil dette kreve frakt og tanking av diesel mer enn 20 ganger i året.

Den daglige driften, med daglig ettersyn og lett service, av dieselgeneratorene i scenario 1 antas å kunne utføres til samme kostnadsnivå som på Givær, altså kr 343 000. Dette baseres på antagelsen om at en generator på omkring 250 kVA ikke mer tidkrevende å drifte enn en generator på 77 kVA.

De årlige servicekostnadene i form av oljeskift, filter, maling og småreparasjoner antas for enkelhetens skyld å være sammenliknbare med kostnadene på Givær (kr 61 000). Grunnet større installert effekt vil denne kostnaden sannsynligvis kunne ligge litt i overkant av den i Givær. Det antas derfor at de årlige servicekostnadene for en 250 kVA generator vil være kr 70 000 i året.

Forsikring av dieselgeneratoren er ikke tatt hensyn til, av mangel på innrapporterte kostnader, men antas å være en reell og vesentlig kostnad, og må derfor tas med i totalvurderingen av scenarioet.

Et budsjett over et årlig kostnadsbilde for de variable drifts- og vedlikeholdskostnadene blir dermed som presentert i tabell 12.2.

Utgifter	Sum
Diesel (200 000 l á 8,5 kr/l)	1 700 000
Frakt diesel (200 000 l á 0,5 kr/l)	100 000
Olje, filter, maling, småreparasjoner	70 000
Lønn, daglig ettersyn/lett service	343 000
Forsikring	-
Totalt	**kr 2 213 000**

Tabell 12.2: Tabellen viser et forenklet budsjett over de årlige drifts- og vedlikeholdskostnadene ved å drifte 2 aggregater som eneste elektrisitetsforsyning på Myken med en dieselpris på 8,5 kr/l, en generatorvirkningsgrad på 35 %, og et årlig effektbehov på 693 MWh. Kostnader rundt dieselforbruk er avrundet til nærmeste hele titusen.

12.2. Scenario 2 – Ny sjøkabel

Scenario 2 baserer seg på å erstatte den nåværende sjøkabelen mellom fastland og Myken med en ny sjøkabel. Ettersom den nåværende sjøkabelen har en forventet teknisk levealder på mellom 50 og 60 år, og ble installert i 1965 (49 år gammel i 2014), vil det være naturlig å vurdere å legge ny sjøkabel på nåværende tidspunkt. Den eksisterende sjøkabelen kan likevel vise seg å holde lenger enn hva som er forventet. Det må derfor gjøres vurderinger basert på forsyningssikkerhet og kostnader, for å bestemme hvorvidt det bør gjøres nye investeringer før den gamle sjøkabelen har totalhavarert eller ikke.

Scenario 2 innebærer ytterst få konsekvenser for flora og fauna, og dessuten er de miljømessige og visuelle påvirkningene på lokalsamfunnet på Myken minimale. Myken vil igjen bli forsynt med, nesten utelukkende, fornybar vannkraftenergi fra fastland, og sjøkabelen vil fungere som en svært sikker forsyningskilde. I tilfeller med strømbrudd i sjøkabelen ut til Myken vil det fortsatt være dieselaggregat på Myken for ekstra sikkerhet.

Det vil være knyttet visse driftskostnader til effekttapene når det går strøm i sjøkabelen, representert ved

$$P = RI^2 \tag{23}$$

der P er effekttapet, R er den elektriske motstandene i sjøkabelen og I er strømmen.

For å redusere tapene vil det derfor være et poeng å redusere strømmen som går i sjøkabelen ved å heve spenningen. Spenningen i den eksisterende sjøkabelen er 22 kV, hvilket setter krav til en transformatorstasjon på Myken, som kan senke spenningen ned til 230 V på øya. Alder og teknisk tilstand for denne transformatoren er ikke kjent. Det er i scenarioet derfor antatt at transformatoren ikke må skiftes ut i forbindelse med scenarioet.

12.2.1. Investeringskostnader og levetid

Etter samtaler med driftssjef Thor Magne Hoff i Rødøy-Lurøy Kraftverk AS, nettselskapet som er ansvarlig for levering av kraft til Myken, foreligger det erfaringstall fra bransjen for kostnader knyttet til utbygging av sjøkabler på omtrent kr 1 500 pr meter sjøkabel. Denne prisen inkluderer kabel, utlegging og sikringsarbeid. Avstanden fra Myken til Gjesøya, hvor den eksisterende sjøkabelen er tilkoblet, er på 25,2 km. Dette medfører en kostnad for ny sjøkabel på omtrent kr 37 800 000.

Levetiden til en sjøkabel er forventet å være minimum 50-60 år [2]. Slitasjen avhenger av flere forskjellige forhold, slik som korrosjon og mekanisk slitasje. Ettersom den eksisterende kabelen har fungert i snart 50 år, antas det at en ny sjøkabel, av modnere og nyere teknologi, vil holde minst like lenge.

Investeringsobjekt	Sum
Sjøkabel (25 km) – 22 kV	37 800 000
Totalt	**37 800 000**

Tabell 12.3: Tabellen viser estimerte investeringskostnader for ny sjøkabel mellom fastland og Myken. Forventet teknisk levealder for ny sjøkabel er 50 – 60 år.

12.2.2. Driftskostnader

Driftskostnadene knyttet til sjøkabel er delt i to hoveddeler. Den første delen er kostnader til drift og vedlikehold av sjøkabelen, trafostasjoner osv. Den andre delen er knyttet til effekttap i sjøkabelen, som netteieren blir ansvarlig for. Effekttapet vil føre til høyere kostnader for netteieren, som igjen vil reflekteres i nettleien til sluttbrukerne i konsesjonsområdet.

I følge Nexans vil effekttap i en 22 kV sjøkabel med kobbertverrsnitt på 25 mm^2 tilsvare omtrent 100 W/km [74]. Totalt vil dette derfor tilsvare effekttap på omtrent 2,5 kW under overføring. Over et helt år med kontinuerlig overføring tilsvarer dette effekttap på $21\,900\ kWh$. Med en forventet kraftpris på 35 $øre/kWh$ tilsvarer dette en årlig kostnad på nesten $8\,000\ kr$.

De beste estimatene for driftskostnader kommer i dag fra Helgelandskraft sine estimater for driftskostnader for ny sjøkabel til Gåsvær. Helgelandskraft søkte for første gang i 2012 om fritak for leveringsplikt til øya Gåsvær. I sin søknad oppga de driftskostnader for drift og tilknytning til kr 355 860,- pr år. Driftskostnadene dekket følgende:

- 9,5 km 11 kV luftledning
- 6,5 km 11 kV sjøkabel
- 2,85 km 230 V luftkabel
- 4 stk nettstasjoner

Kabelen til Myken vil være hele 25 km lang, og driftskostnadene antas å være sammenliknbare med de totale driftskostnadene som er antydet fra Helgelandskraft AS. Driftskostnadene tilknyttet effekttap i sjøkabelen vurderes som neglisjerbare i forhold til denne kostnaden. Det er dessuten antatt at den estimerte driftskostnaden fra Helgelandskraft AS inkluderer effekttap i sjøkabler og linjer.

De totale estimerte årlige drifts- og vedlikeholdskostnadene for scenario 2 er derfor som presentert i tabell 12.4.

Utgifter	Sum
Driftskostnader sjøkabel og nettstasjoner	350 000
Kostnader effekttap i kabel	-
Forsikring	-
Totalt	**kr 350 000**

Tabell 12.4: Tabellen viser de totale estimerte årlige drifts- og vedlikeholdskostnadene knyttet til en ny sjøkabel fra fastland til Myken. Forsikring av sjøkabel er ikke tatt med, men kan utgjøre en vesentlig kostnad i virkeligheten.

12.3. Scenario 3 – Hybridsystemet

For å gjøre beregninger på scenario 3, som tar for seg et hybridsystem på Myken må det gjøres en rekke antagelser.

1. Forbruksdata for Myken er kun kjent i månedsoppløsning, og det er derfor ikke kjent hvordan forbruket varierer over timen/døgnet/uken. For å kunne arbeide videre på scenarioet er det nødvendig å sammenlikne Myken med øya Givær, der timesverdier for forbruk/produksjon er kjent. Det antas at elektrisitetsforbruket på Myken til enhver tid er proporsjonalt skalert opp av forbruket på Givær. Skaleringsfaktoren bestemmes av forholdet mellom det månedlige forbruket på Myken og det månedlige forbruket på Givær, i året 2013.
2. Sammenlikninger gjøres også for å estimere maksimalt effektforbruk over en time på Myken. Her antas det at forholdet mellom høyeste registrerte forbruk på én time i løpet av året og gjennomsnittlig forbruk pr time i løpet av måneden hvor denne målingen gjøres, vil være tilsvarende like på Myken som på Givær.

   På Givær er det maksimale månedlige forbruket som registreres i 2013 på 28 000 kWh i november 2013. Dette gir et gjennomsnittlig timeforbruk på 39 kWh. Samtidig er den høyeste timeproduksjonen i dieselaggregatene i løpet av året registrert den samme måneden på 54 kWh. Dette gir et forhold,

$$\phi = \frac{54}{39} = 1{,}4$$

   På Myken er det høyeste målte månedsforbruket i perioden 2011-2013 på 95 000 kWh i januar 2011. Dette gir et gjennomsnittlig timeforbruk på 128 kWh. Dersom forholdet mellom maksimalt timeforbruk og gjennomsnittlig timeforbruk fra tallene på Givær benyttes som sammenlikning gir dette et maksimalt timeforbruk på

$$E_{\max 1\, time} = 128 \cdot \phi = 128 \cdot 1{,}4 = 0{,}18\, MWh$$

   Et dieselaggregat som er dimensjonert for å kunne forsyne Myken alene med elektrisitet antas derfor å måtte kunne levere minimum 180 kW i en hel time. Som sikkerhetsmargin, og for å ta hensyn til usikkerhet i fremgangsmåte og datamateriale bør dieselaggregatet ha en installert effekt på minimum 200 kW. Dieselaggregatet må nødvendigvis dimensjoneres for å kunne levere all kraft alene, selv under det høyeste historiske forbruket, ettersom denne dagen kan opptre på en vindstille dag.

3. Dimensjonering av vindturbinene vil i første omgang følge anbefalingen til Danvest, et dansk selskap som arbeider med kraftsystemer basert på kombinasjonen av vind og diesel og styringssystemer til disse [75]. Danvest anbefaler at den installerte effekten på vindturbiner i et hybridsystem er 130-150 % av den installerte effekten til dieselgeneratorene [76]. Dette vil si at vindturbinene må ha en total installert effekt mellom 260 og $300\ kW$. Ifølge Danvest kan vindturbiner med den følgende effekten oppnå en penetrasjon av vindkraft på 70 % i kraftsystemet.
4. Det bør gjøres antagelser rundt tilgjengeligheten til vindturbinene på øya. Skader eller andre forhold som gjør at vindturbinene ikke kan produsere energi reduserer tilgjengeligheten til vindturbinene. Dagens vindturbiner er kjent for å være svært pålitelige, og tilgjengeligheten kan vurderes til 98 % [77]. I simuleringer av hybridsystemet er det antatt tilgjengelighet for vindkraftverket på 100 %.
5. Dieselaggregatene i et vind/diesel-kraftsystem vil operere i mindre grad enn et kraftsystem som er basert utelukkende på dieselaggregater. Driftskostnadene vil derfor bli lavere for dieselgeneratorene i hybridsystemet. Levetiden til dieselaggregatene vil også forlenges som følge av den høye vindpenetrasjonen, med en antatt levetid opp mot 20 år [78]. Driftskostnadene antas å reduseres proporsjonalt med penetrasjonen av vindkraft i forhold til et rent dieselsystem (jfr. Scenario 1). Levetiden for dieselgeneratoren i hybridsystemet antas derfor å være 20 år.

12.3.1. Styringssystem for hybridsystem

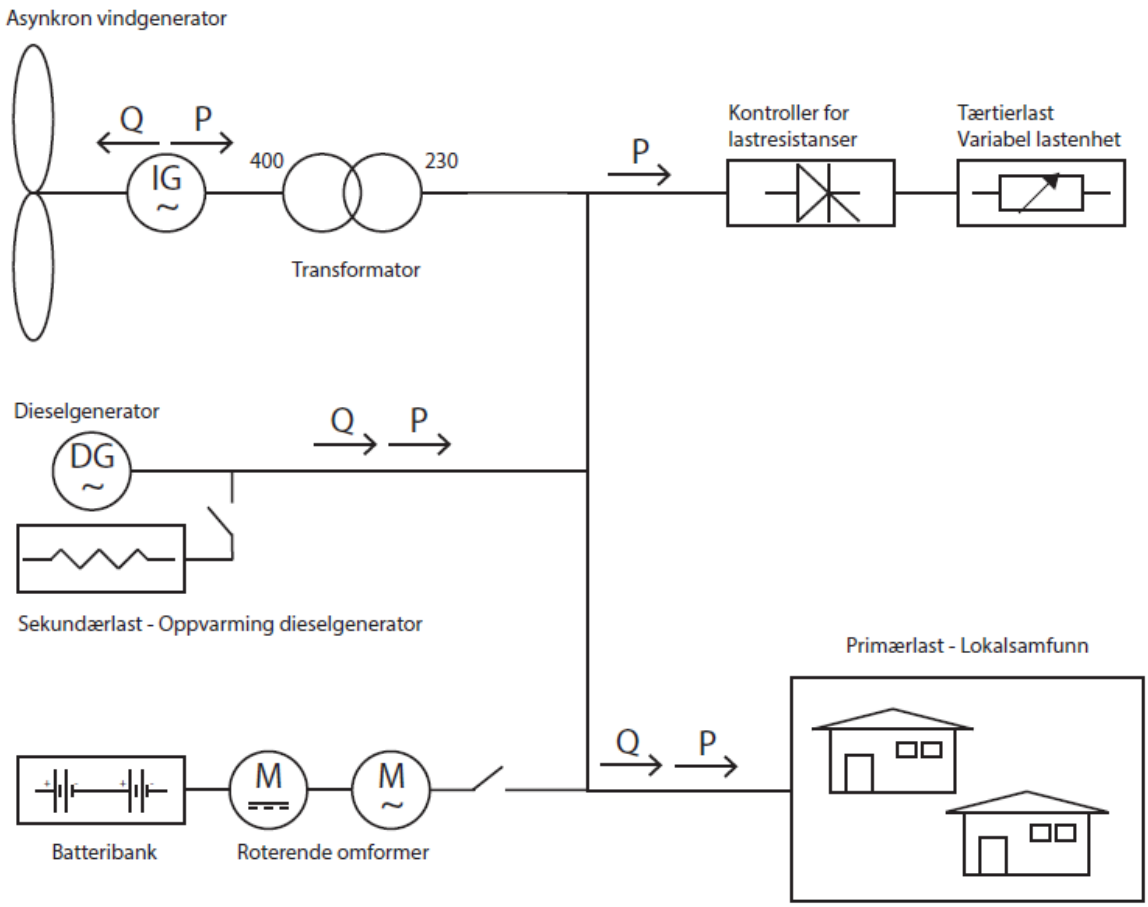
Til drift av hybridsystemet vil et automatisert styringssystem benyttes. Den overordnede instruksen til dette styringssystemet er beskrevet i kapittel 6.

12.3.2. Design av hybridkraftsystemet

Det endelige forslaget til design av hybridkraftsystemet, og som også vil benyttes som utgangspunkt for analyser av kraftsystemet er vist i figur 12.1. Hovedbestanddelene i kraftsystemet er

- Vindturbinen WTN250 med 250 kW asynkrongenerator.
- Dieselgenerator med installert effekt 250 kVA.
- AC-synkronmaskin som kan tilkobles nettet for spenningsregulering i perioder der dieselaggregatet er avslått. AC synkronmaskinen er gjennom en mekanisk omformer tilkoblet et DC-nettverk med batterier.
- Transformator 400/230 V for nedtransformering av spenningen fra vindturbinen til å bli kompatibel med systemspenningen.

- To sett med lastresistanser som benyttes som dumpemotstander for overproduksjon fra vindturbinen. Disse fungerer som spenningsregulatorer i perioder der dieselgenerator er avslått, vindkraftproduksjon er større enn forbruket på øya og når batteribanken er fulladet. Det ene settet er varmeelementer i dieselgeneratorene, mens det andre settet er varmeelementer som benyttes som ren dumping av energi.
- Batteribank med kapasitet mellom 10 og 100 kWh for små vindvariasjoner vil undersøkes under simuleringer. Denne kapasiteten svarer til, henholdsvis, mellom 7 og 80 minutters gjennomsnittlig forbruk på Myken. Batteribanken lades opp i perioder med overproduksjon fra vindturbinen. Batteriene kobles inn ved ulike scenarioer, avhengig av forbrukets størrelse i forhold til vindkraftproduksjon, SOC på batteriene og minste driftstid på dieselgenerator.



Figur 12.1: Figuren viser skisse over det analyserte hybridkraftsystemet på Myken. Hybridsystemet er avbildet i en spesifikk situasjon, der systemet forsynes med aktiv effekt fra både dieselgenerator og vindgenerator.

Investeringskostnad for batterier, lastkontrollenheter, roterende omformer og styringssystem er komplekse kostnader som er vanskelig å estimere. Leverandører av systemene krever god kjennskap til det eventuelle kraftsystemet før det kan estimeres konkrete kostnader. De estimerte kostnadene er derfor gjort på grunnlag av personlige vurderinger rundt hvilket prisområde investeringskostnadene vil ligge.

12.3.3. Investeringskostnad scenario 3

De totale investeringskostnadene vil inkludere alle kostnader i forbindelse med frakt, arbeid og kjøpskostnad for både vindturbin, dieselgenerator, batterier, lastkontrollenheter, omformer og styringssystem for kraftsystemet. Det antas at det må investeres i det samme dieselaggregatet og komponenter til dette, som i dieselscenarioet. Som utgangspunkt for simuleringer og analyser av hybridsystemet vil det antas at det investeres i vindturbinen WTN250, levert av Wind Energy Nordic, ettersom det er gitt gode prisestimater for den spesifikke vindturbinen og kostnader knyttet til installasjon av denne. Leverandør av vindturbinen har spesifisert at det kreves to kraner for å installere vindturbinen. Én 30-tonns kran som må være tilgjengelig i fem dager, og én 80-tonns kran som må være tilgjengelig i én dag.

Montering og installasjon av store vindturbiner kan vise seg å være kostbart på en øy som Myken, der infrastrukturen til lands er dårlig, og store deler av terrenget er uhåndterlig for landgående kraner. I den forbindelse er det undersøkt om vindturbinen kan heves ved hjelp av kraner plassert på lektere i sjøen. I denne oppgaven legges det ikke føringer for hvor den eventuelle vindturbinen bør plasseres. Bruk av kraner fra sjøen vil likevel sette krav til en viss nærhet til strandlinjen. Det er for videre undersøkelser antatt at det er mulig å gjennomføre installasjonen av vindturbinen ved hjelp av kraner plassert på lektere. Priser for leie av lektere, kraner og slepebåter for lekterne er hentet fra Nordic Crane Trondheim AS [79].

Vindturbinen WTN250 leverer elektrisk effekt ved $400\ V$ spenning. Det vil derfor være nødvendig med en transformator som kan redusere spenningen fra vindturbinen for å komplimentere med lavspenningsnettet på øya. Investeringskostnad for en $400/230\ V$ transformator er innhentet fra Møre Trafo AS [80].

De antatte investeringskostnadene er i sin helhet vist i tabell 12.5.

Investeringsobjekt	Spesifikasjoner	
Vindturbin WTN250	$P = 250\ kW$	3 700 000
Grunnarbeid/Montasje av turbin		500 000
Leie kran	30 tonn (min. 5 dager)	168 000
Leie kran	80 tonn (min. 1 dag)	42 000
Leie lekter	30 tonns kran, 5 dager	75 000
Leie lekter	80 tonns kran, 1 dag	15 000
Leie slepebåt x 2	Tur/retur	160 000
Transformator (400/230 V)	$S = 315\ kVA$	55 000
Dieselgenerator	$S = 275\ kVA$	390 000
Dieseltank	$V = 10\ 000\ l$	120 000
Frakt og montering		100 000
Batterier	$Kapasitet = 40\ kWh$	50 000
DC-maskin	$P = 100\ kVA$	250 000
Synkrongenerator	$P = 100\ kVA$	250 000
Lastkontrollenheter	$P_{max} = 256\ kW$	200 000
Styringssystem		1 000 000
Total		**6 410 000**

Tabell 12.5: Tabellen viser oversikt over de antatte investeringskostnadene i forbindelse med scenario 3. Pris på vindturbin og montasje er levert etter prisforespørsel hos Wind Energy Nordic AS. Pris på leie/frakt av kraner er levert etter prisforespørsel hos Nordic Crane AS. Pris på dieselgenerator er hentet på prisforespørsel hos Getek Energy. Pris for batterier, omformer, synkrongenerator, lastkontrollenheter og styringssystem er personlige estimater med høy grad av usikkerhet.

12.3.4. Driftskostnader scenario 3

Driftskostnadene for scenario 3 vil, som investeringskostnadene, fordele seg over vindturbinen, dieselaggregatet og de andre kraftelektroniske komponentene i kraftsystemet.

Driftskostnadene for vindturbinen vil i all hovedsak knytte seg til kostnader for service/mindre reparasjoner for vindturbinen. Antatte servicekostnader er levert på prisforespørsel fra Wind Energy Nordic for vindturbinen WTN250. Årlige servicekostnader er antatt å øke med prisstigningen i årene som kommer.

Driftskostnadene knyttet til dieselgeneratoren vil, som i scenario 1, preges av et fastledd som dekker småreparasjoner, service og daglig drift, i tillegg til et variabelt ledd som stort sett avhenger av dieselforbruket. Dieselforbruket vil avhenge av hvor stor vindkraftpenetrasjonen i kraftforbruket blir, og kan derfor ikke estimeres før denne er beregnet. Som et utgangspunkt vil dieselkostnadene oppgis for en vindkraftpenetrasjon på 50 %.

De totale driftskostnadene for det første året er vist i tabell 12.6.

Driftskostnader for hybridkraftsystem (vind + diesel)	
Service vindturbin	25 000
Service dieselgenerator	70 000
Ettersyn dieselgenerator	343 000
Diesel (8,50 kr/l x 100 000 l)	850 000
Frakt diesel (0,50 kr/l x 100 000)	50 000
Service/drift av:	
- **Batterier**	25 000
- **Mekanisk omformer**	25 000
- **PLC styringssystem**	25 000
Total	**1 413 000**

Tabell 12.6: Tabellen viser estimerte årlige drifts- og vedlikeholdskostnader for et hybridsystem der vindkraftpenetrasjonen er 50 %. Drifts- og vedlikeholdskostnader knyttet til batterier, omformer, PLC styringssystem og synkronmaskin er personlige estimater med høy grad av usikkerhet.

13. RESULTATER

Beregninger av energiforbruk på Myken, vindressurser og kostnadsberegner for hvert av scenarioene vil presenteres i hvert sitt underkapittel. Deretter vil grundigere resultater for hvert av scenarioene også presenteres i hvert sitt underkapittel.

13.1. Kostnadsanalyser

Det er utført nåverdiberegninger og beregninger av $LCOE$ for de ulike scenarioene. For nåverdiberegningene er det benyttet en kalkulasjonsrente på 5 %. Det er dessuten antatt at kraftsalget fra nettselskapet vil holdes konstant i alle år fremover, med en kraftpris som endrer seg med konsumprisindeksen. Det er knyttet en rekke antagelser til investerings- og driftskostnader av de ulike scenarioene. Disse er forklart i kapittel 12. Resultatene for nåverdiberegningene er vist i tabell 13.1.

Scenario	Levetid [år]	Netto nåverdi [kr]	
Sjøkabel	50	kr	-42 700 000
Dieselsystem	10	kr	-17 700 000
Hybridsystem	20	kr	-18 500 000

Tabell 13.1: Tabellen viser beregnede netto nåverdier for de ulike prosjektene der en kalkulasjonsrente på 5 % er benyttet gjennom de ulike scenarioenes levetid. Dieselsystemets beregninger er basert på en ny investering av dieselgenerator i prosjektets tiende år, når den første dieselgeneratoren forventes å ha nådd sin funksjonelle levetid.

De ulike scenarioenes forskjellige forventede levetid gjorde det nødvendig å beregne de langsiktige marginale kostnadene, $LCOE$, ved hvert av prosjektene for å øke sammenlikningsgrunnlaget mellom prosjektene.

Resultatene for $LCOE$ er presentert i tabell 13.2. Beregningene baserer seg på nåverdiberegningene i tabell 13.1, og et forventet forbruk av elektrisk energi konstant og likt gjennomsnittet av de siste tre års forbruk, gjennom hele scenarioets levetid.

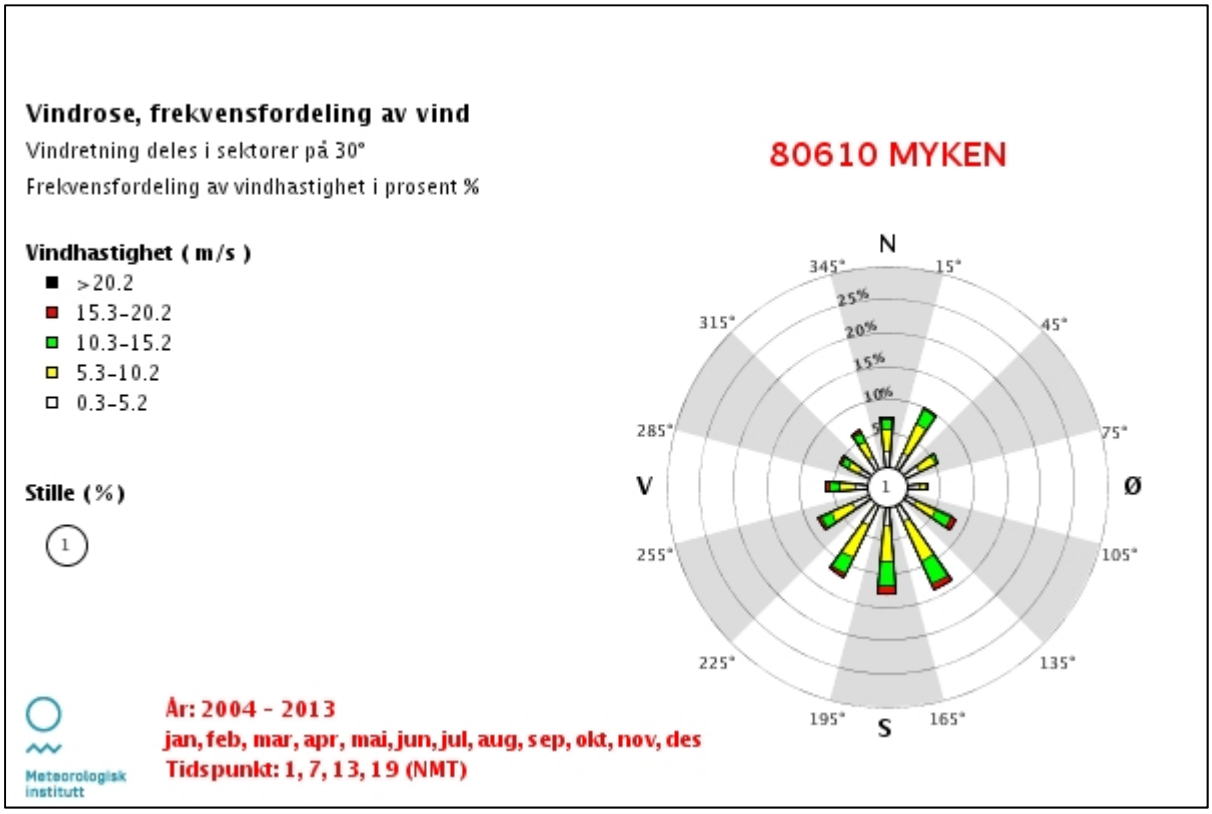
Scenario	Levetid	LCOE [kr/kWh]	
Sjøkabel	50	kr	3,91
Dieselsystem	10	kr	3,82
Hybridsystem	20	kr	2,91

Tabell 13.2: Tabellen viser langsiktige marginalkostnader for energiproduksjon/energioverføring i hver av scenarioene. Hybridsystemets LCOE avhenger av nåverdien av de totale kostnadene knyttet til et eventuelt styringssystem og kompensasjonsanlegg for reaktiv effekt.

13.2. Årsmiddelvind

Weibulldistribusjonen for vinddata fra den meteorologiske bakkestasjonen på Myken er presentert i vedlegg A. Gjennomsnittet av målingene som er gjort i perioden over 10 år gir en gjennomsnittlig vindhastighet på 8,1 m/s.

Vindrosen i figur 13.1 viser de dominerende vindretningene og vindhastighet fordelt på forskjellige himmelretninger. Vindrosen er, i likhet med vinddatamaterialet, hentet fra eklima.met.no. Slik figuren viser, er de dominerende vindretningene fra sørlig himmelretning. Vindrosen er basert på målinger av gjennomsnittlig vindhastighet pr time over ti år, fra 2004-2013. Datarepresentasjonen i de ti årene ligger på over 95 %.



Figur 13.1: Figuren viser vindrose og forklaring av vindrose. Vindrosen er hentet fra eklima.met.no, og er basert på observasjoner på den meteorologiske bakkestasjonen på Myken de siste 10 år.

13.3. Årsmiddelvind fra andre kilder

Det er i tillegg til den meteorologiske målestasjonen på Myken innhentet datamateriale fra andre kilder for å styrke det observerte datamaterialet på Myken..

13.3.1. Rapporten «Vardøya, Træna, Norway – Production Estimate for proposed wind farm»

Rapporten estimerer en årsmiddelvind i 80m høyde på 9,2 m/s på Vardøya i Træna kommune. Målingene er utført 59,5 meter over bakkenivå, omtrent 20 km sør-sørvest for den meteorologiske målestasjonen på Myken. Målinger av vindhastighet 25 m over bakkenivå viser gjennomsnittlig vindhastigheter på 8,4 m/s. [29]

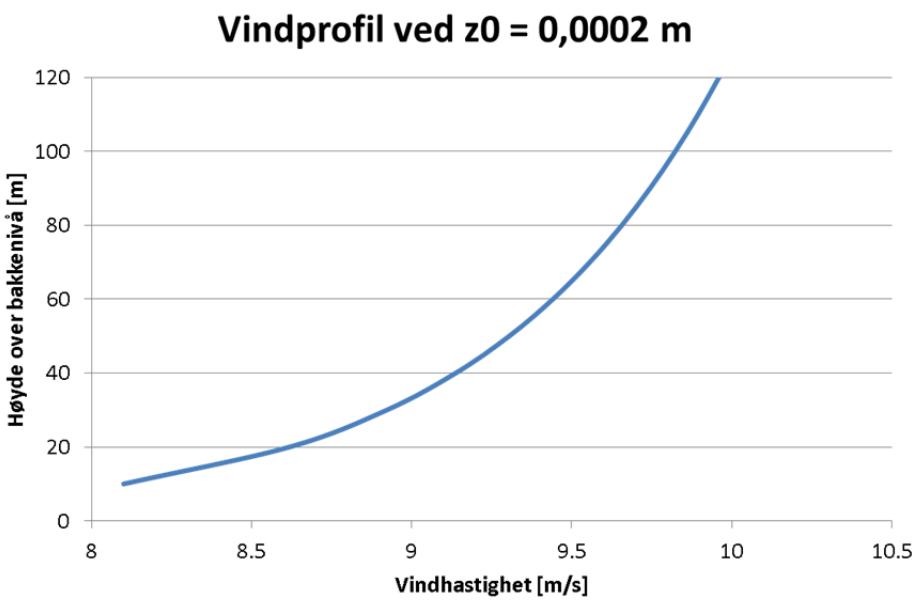
13.3.2. Rapporten «Vindkart for Norge»

I 2009 utførte Kjeller Vindteknikk på oppdrag for NVE en landsdekkende kartlegging av vindressursene i Norge [81]. Denne rapporten viste at området rundt Myken hadde en gjennomsnittlig vindhastighet i 50m høyde på mellom 8,5 og 9,0 m/s. Dette er estimater utført ved hjelp av modellberegninger med en oppløsning på 1 km.

13.4. Vindprofil på Myken

Ved å bruke tabell 5.2anslås det at en reell vurdering av Mykens ruhetslengde er 0,0002 m. Med en ruhetslengde på 0,0002 m kan *(15)* benyttes til å beregne en vindprofil for forskjellige høyder over bakkenivå på Myken. Her gjøres det utgangspunkt i de observerte målingene i 10 m høyde over bakken fra den lokale meteorologiske målestasjonen. Den beregnede vindprofilen er presentert i figur 13.2.

Høyde over bakkenivå [m]	Beregnet vindhastighet [m/s]
10	8.1
20	8.6
30	8.9
40	9.1
50	9.3
60	9.4
70	9.6
80	9.7
90	9.7
100	9.8
110	9.9
120	10.0



Figur 13.2: Figuren viser beregnet vindprofil på Myken, basert på målinger fra lokal meteorologisk stasjon i 10 m høyde og med ruhetslengde 0,0002 m. (DENNE MÅ FIKSES!)

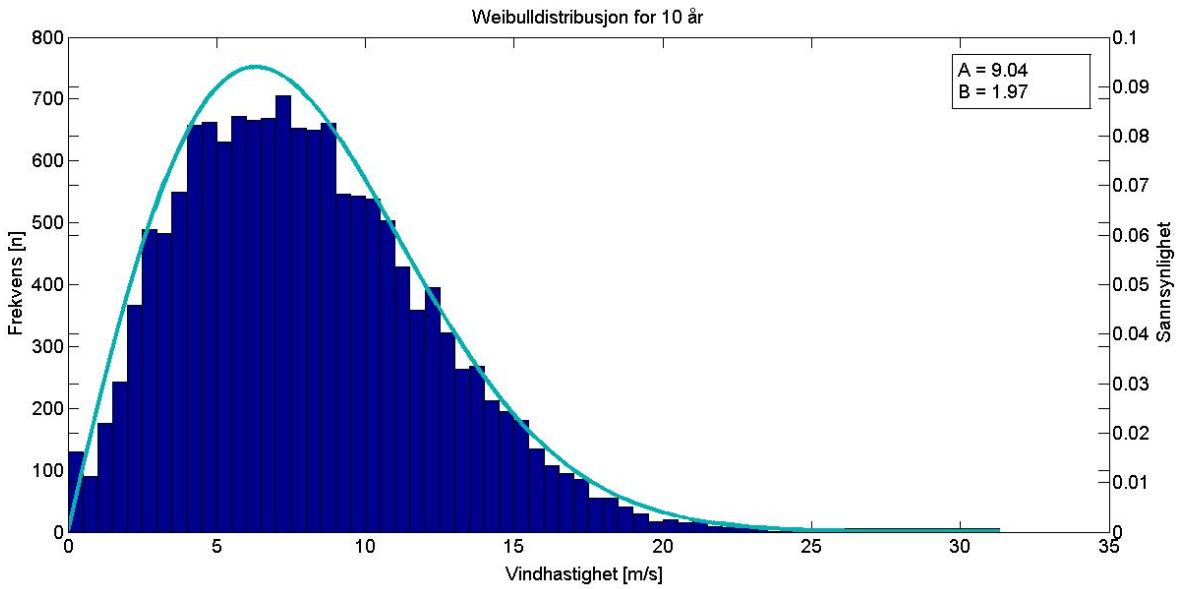
Den beregnede vindprofilen gir en beregnet midlere vindhastighet i 30 m høyde på 8,9 m/s.

13.5. Weibulldistribusjon for observert datamateriale

For å gjøre beregninger for årlig produksjon fra en vindturbin på Myken, må det gjennom vinddatamaterialet fremstilles sannsynlighetsfordelinger av vindhastighetene på Myken. Det er blitt benyttet en Weibull sannsynlighetsfordeling til dette formålet, se kapittel 5.6.

13.5.1. Weibulldistribusjon for årlige observasjoner

Som basis for den estimerte Weibulldistribusjonen er det benyttet data fra den meteorologiske bakkestasjonen på Myken, som daglig gjennomfører fire målinger av gjennomsnittlig vindhastighet den siste timen. Weibullfordelingen har blitt estimert ved å bruke MATLABs innebygde funksjon for å estimere optimale verdier for skaleringsfaktor og formfaktor [27], og deretter MATLABs funksjon for å beskrive Weibulldistribusjonen til de observerte vindhastighetene [28]. Ved disse funksjonene finnes skalerings- og formfaktor for de observerte vindhastighetene til henholdsvis $A = 9{,}04$ og $B = 1{,}97$. Fordelingen vil følge observasjonene av daglige gjennomsnittlige vindhastigheter som vist i figur 13.3. Histogrammet som viser observasjonene av daglige gjennomsnittlige vindhastigheter på Myken gjennom 10 år, er delt opp i intervaller på 0,5 m/s. Som vist i figuren vil ikke Weibullfordelingen følge de observerte verdiene helt nøyaktig. Weibullfordelingen blir derfor kun et estimat på hvordan vindens sannsynlighetsfordeling ser ut, og vil ikke gi helt nøyaktig produksjonsestimater for en vindturbin.



Figur 13.3: Figuren viser den estimerte Weibullfordelingen og observasjonene av daglige gjennomsnittlige vindhastigheter over 10 år.

13.5.2. Weibulldistribusjon for månedlige målinger

I tillegg til å estimere Weibulldistribusjon for observasjonene for vindhastigheter for hele året, er det samme blitt gjort for hver av de tolv månedene i året. Dette er blitt gjort for å bedre kunne estimere produksjonsmengder i forskjellige deler av året. Skalerings- og formfaktor for disse sannsynlighetsfordelingene er vist i tabell 13.3. En visuell presentasjon av Weibulldistribusjonene for hver av månedene i året er vedlagt i Vedlegg B, C og D.

Måned	Skaleringsfaktor A	Formfaktor k
Januar	11,20	2,09
Februar	10,50	2,31
Mars	9,88	2,12
April	8,08	1,75
Mai	7,18	1,84
Juni	7,23	2,12
Juli	7,21	2,14
August	7,05	2,10
September	8,42	2,07
Oktober	9,91	2,28
November	10,65	2,31
Desember	11,23	2,36

Tabell 13.3: Tabellen viser skalerings- og formfaktor fo hver av månedene i året. Målingene er basert på daglige gjennomsnittsmålinger av vinden i løpet av dagen for de ti siste årene, hentet fra eklima.met.no.

13.6. Årlig produksjon fra vindturbinen WTN250

Vindturbinen WTN250 er blitt benyttet som en referanse for projeksjon av både kostnader og energiproduksjon fra vindturbiner av andre størrelser.

13.6.1. Årlig produksjon beregnet med Weibulldistribusjon for hele året

Den årlige produksjonen fra den spesifikke vindturbinen WTN250, levert av Windtechnik Nord, kan beregnes når effektkurven til vindturbinen og sannsynlighetsfordelingen for vindhastighetene på Myken i løpet av året er kjent, ved hjelp av *(12)*.

Etter *(12)* finnes estimert AEP for WTN250, basert på Weibulldistribusjonen for daglige observasjoner i 10 m høyde på Myken:

$$AEP_{WTN250} = 801{,}9\ MWh$$

13.6.2. Månedlige og akkumulert årlig vindkraftproduksjon

Som beskrevet i kapittel 5.6.4 kan årsproduksjonen beregnes som summen av månedlige produksjoner. Ved hjelp av *(13)* har de månedlige produksjonene blitt beregnet. Verdiene er presentert i tabell 13.4

Den årlige produksjonen blir deretter beregnet ved *(14)*:

$$AEP_{akk} = 807{,}8\ MWh$$

Måned	MEP [MWh]	Forbruk Myken	Differanse
Januar	92,8	85,5	+ 7,3
Februar	78,8	80,3	- 1,5
Mars	78,8	79,5	- 0,7
April	54,8	68,3	-13,5
Mai	56,6	48,4	+ 8,2
Juni	41,9	37,6	+ 4,3
Juli	42,9	44,0	- 1,1
August	40,9	44,1	- 3,2
September	58,1	40,8	+ 17,3
Oktober	79,8	52,0	+ 27,8
November	86,2	49,7	+ 36,5
Desember	96,1	63,0	+ 33,1
SUM	**807,8**	**693,2**	**+ 114,6**

Tabell 13.4: Tabellen viser månedlige estimerte produksjoner beregnet ved å estimere Weibulldistribusjonen for observasjoner av vindhastigheten i hver av månedene. I tabellen er også det gjennomsnittlige forbruket i hver av månedene de siste tre årene presentert. Kolonnen til høyre viser differansen mellom produsert og forbrukt energi pr mnd.

13.7. Resultater scenario 1: Dieselscenarioet

Ved å bruke *(21)* kan den endelige nåverdien av scenario 1 fastslås. Her er det antatt en fast årlig kostnad til drift og vedlikehold, utgifter til diesel med en prisforventning som beskrevet i 10.3.2, og investeringskostnader for dieselgeneratoren som beskrevet i 12.1.2. Kraftsalginntektene vil være bestemt av spotpris på Nord Pool Spot pluss tilleggsavgiften på 9,4 øre/kWh, samt mengden energi som selges, som diskutert i kapittel 10.1.2.

Resultatene er avrundet til nærmeste femtitusen.

Ved *(21)* blir netto nåverdi for scenario 1 beregnet til

$$NNV_{kostnader} = -kr\ 20\ 300\ 000$$

$$NNV_{inntekter} = kr\ 2\ 650\ 000$$

$$NNV = -kr\ 17\ 650\ 000$$

For å sammenlikne resultatene fra de forskjellige scenarioene med ulik levetid, beregnes også $LCOE$ for kraften som produseres på Myken i løpet av scenarioets levetid.

$$LCOE_{diesel} = 3{,}79\ kr/kWh$$

13.8. Resultater scenario 2: Sjøkabelscenarioet

Netto nåverdi for scenario 2 beregnes ut fra en kapitalrente på 5 % og en teknisk levealder på 50 år. Investeringskostnader er innhentet av driftssjef i Rødøy-Lurøy Kraftverk AS. Driftskostnader er basert på tall fra vedlegg E. Resultatene er avrundet til nærmeste titusen.

Dette gir resultatene

$$NNV_{kostnader} = -kr\ 49\ 400\ 000$$

$$NNV_{inntekter} = 7\ 700\ 000$$

$$NNV = -kr\ \ 41\ 700\ 000$$

For å sammenlikne de ulike scenarioene med ulike levetider, beregnes også $LCOE$ for den overførte strømmen gjennom sjøkabelen, som om den var en produksjonsenhet, i løpet av sjøkabelens forventede levetid.

$$LCOE_{sjøkabel} = 3{,}91\ kr/kWh$$

13.9. Resultater scenario 3: Hybridscenarioet

For scenario 3 er det nødvendig å presentere flere resultater enn for de andre scenarioene. Dette kommer av at scenarioet omfatter flere beregninger, spesielt når det kommer til energi fra vindturbinen. Dessuten er vindteknologi og vindkraft høyt vektlagt i oppgaven. Det vil også presenteres resultater for å beskrive hvordan vindkraftproduksjon vil bidra til å redusere dieselforbruket, og hvordan batterier vil spille en rolle i systemet.

13.9.1. Vindkraftproduksjon - Utnyttelse og penetrasjon

Simuleringer av vindkraftproduksjon fra vindturbinen WTN250 av Windtechnik Nord, viser at den gjennomsnittlige vindkraftproduksjonen i årene 2004-2013 ville vært 857 MWh. Dette tilsvarer en gjennomsnittlig kapasitetsfaktor på 40 %, og en brukstid på 3500 timer. Dette er forutsatt en tilgjengelighet for vindturbinen på 100 %.

Med en antatt tilgjengelighet på 98 % vil den totale gjennomsnittlige produksjonen synke fra 857 MWh til 840 MWh, med en gjennomsnittlig kapasitetsfaktor på 38,5 % og en gjennomsnittlig brukstid på 3360 timer.

Ettersom scenarioet baserer seg på at all overflødig kraftproduksjon har null verdi, vil den effektive gjennomsnittlige kraftproduksjonen, kapasitetsfaktoren og brukstiden være 460 MWh, 21 % og 1840 timer.

Årlige variasjoner i vind på Myken fører til at det årlige bidraget fra vindturbinen i årene 2004-2013 varierer mellom 427-487 MWh, avhengig av hvilket år vinddata er hentet fra. Den gjennomsnittlige vindkraftpenetrasjonen for de ti årene er på 66 %, med et årlig bidrag fra vindturbinen på 460 MWh. Disse data er basert på 100 % tilgjengelighet i vindturbinen.

Resultatene for alle ti årene er presentert i tabell 13.5. Forbruket på Myken antas å være konstant og lik 693 MWh i året for alle årene.

År	Vindkraft-produksjon [kWh]	Vindkraftpenetrasjon [kWh]	Vindkraft-penetrasjon [%]	Vindkraft-utnyttelse [%]
2004	843	445	64 %	53 %
2005	844	454	66 %	54 %
2006	815	451	65 %	55 %
2007	915	470	68 %	51 %
2008	882	467	67 %	53 %
2009	905	484	70 %	54 %
2010	803	439	63 %	55 %
2011	917	480	69 %	52 %
2012	878	487	70 %	56 %
2013	772	427	62 %	55 %
Snitt	**857**	**460**	**66** %	**54** %

Tabell 13.5: Tabellen viser resultater for vindkraftproduksjon og vindkraftpenetrasjon for årene 2004-2013 basert på vinddata med oppløsning på 6 timer fra den meteorologiske bakkestasjonen på Myken.

13.9.2. Vindkraftpenetrasjon avhengig av tidsoppløsning på vinddata

Ettersom vinddata fra Myken kun er kjent med en oppløsning på 6 timer, var det interessant å se hvordan vindkraftpenetrasjonen ville påvirkes dersom vinddata var kjent i oppløsning på 10 minutter. For 2012 er det derfor blitt utført beregninger av vindkraftpenetrasjon og vindkraftproduksjon med to forskjellige datasett for vindverdier. Det første datasettet kommer fra den meteorologiske bakkestasjonen på Myken (10 m over bakkenivå), mens det andre datasettet kommer fra målinger på Vardøya (50 m over bakkenivå).

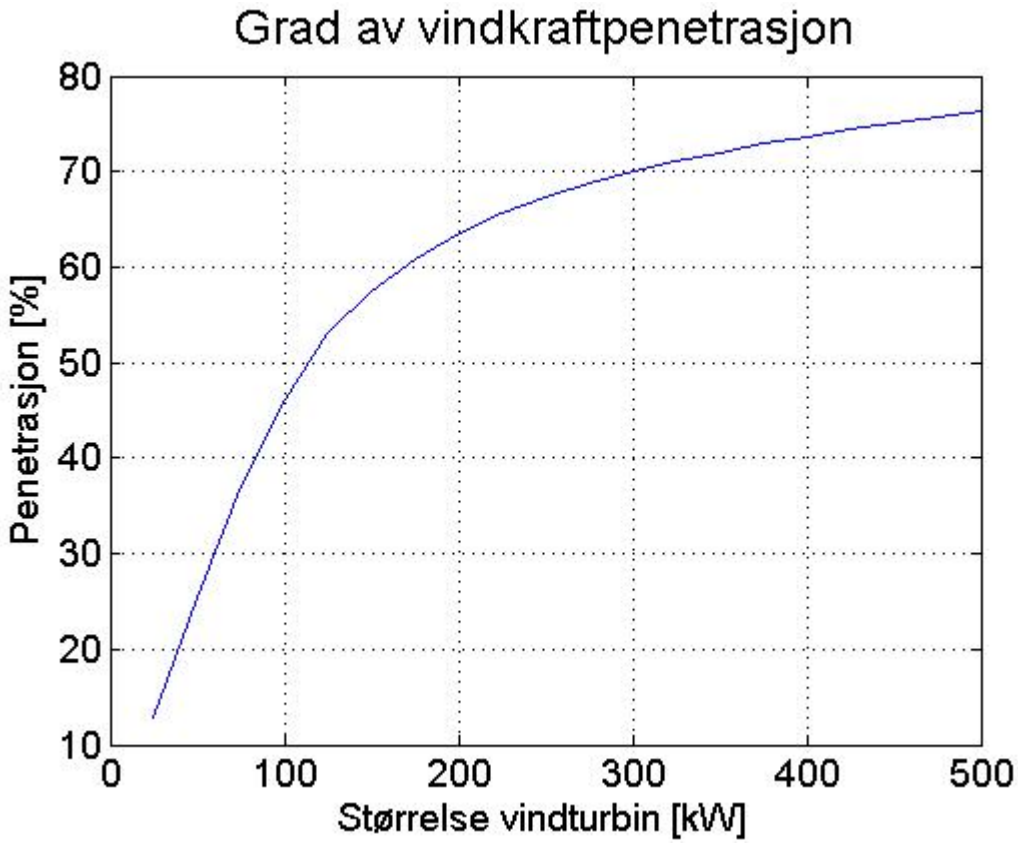
År	Vindkraft-produksjon [kWh]	Vindkraftpenetrasjon [kWh]	Vindkraft-penetrasjon [%]	Vindkraft-utnyttelse [%]
2012	878	487	70 %	56 %
2012*	915	491	71 %	54 %

Tabell 13.6: Tabellen viser vindkraftproduksjon og -penetrasjon i kraftsystemet ved å bruke vinddata med oppløsning på seks timer (2012) og ti minutter (2012*).

13.9.3. Effektavhengig vindkraftpenetrasjon

Graden av vindkraftpenetrasjon for varierende nominell effekt på installert effekt av vindkraft på Myken er vist i figur 13.4. Beregningene er gjort ved å benytte vinddata målt på den meteorologiske bakkestasjonen på Myken i 2008 og forbruksdata fra Givær speilet til et estimert forbruk på Myken

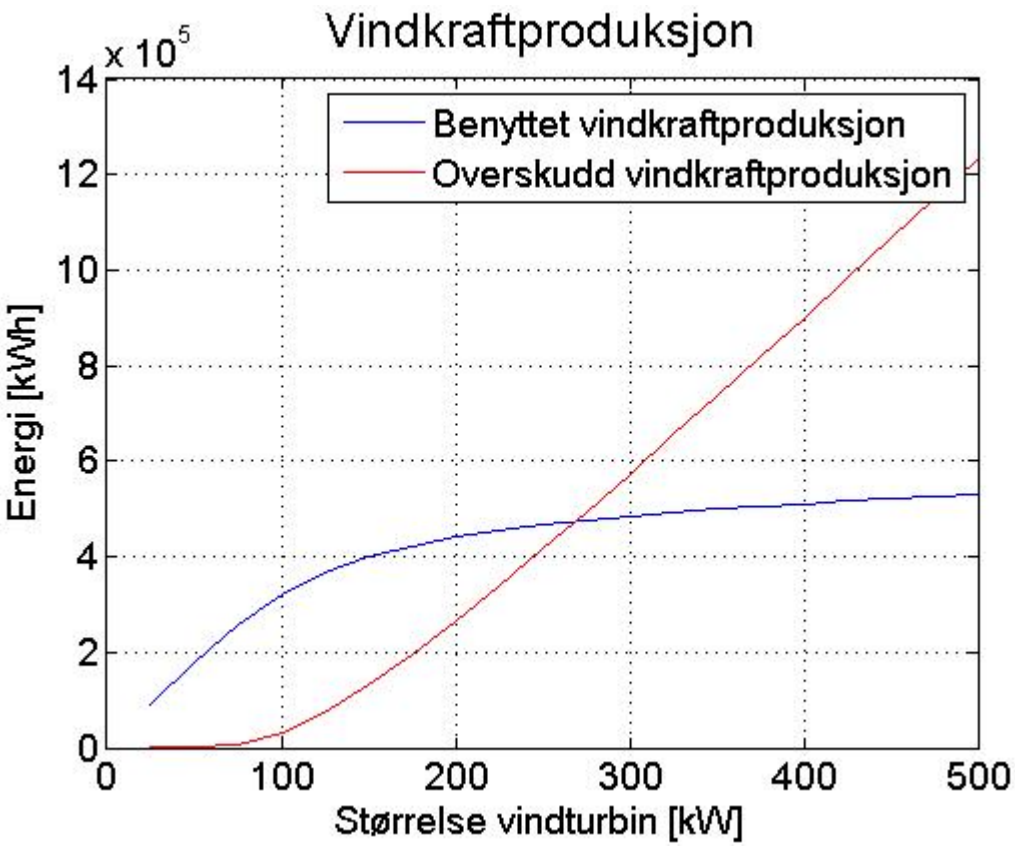
for året 2013. Året 2008 har blitt valgt fordi resultatene viser at 2008 er året som er nærmest et gjennomsnittlig år for vindhastigheter.



Figur 13.4: Figuren viser grad av vindkraftpenetrasjon i hybridsystemet vindkraft/dieselkraft på Myken som funksjon av nominell effekt på vindturbin. Her er vinddata fra 2008 benyttet som referanse for vind.

Beregningene, illustrert i figur 13.4 viser at vindkraftpenetrasjonen øker fra 13 % til over 75 %, når vindturbinens nominelle effekt øker fra 25 kW til 500 kW.

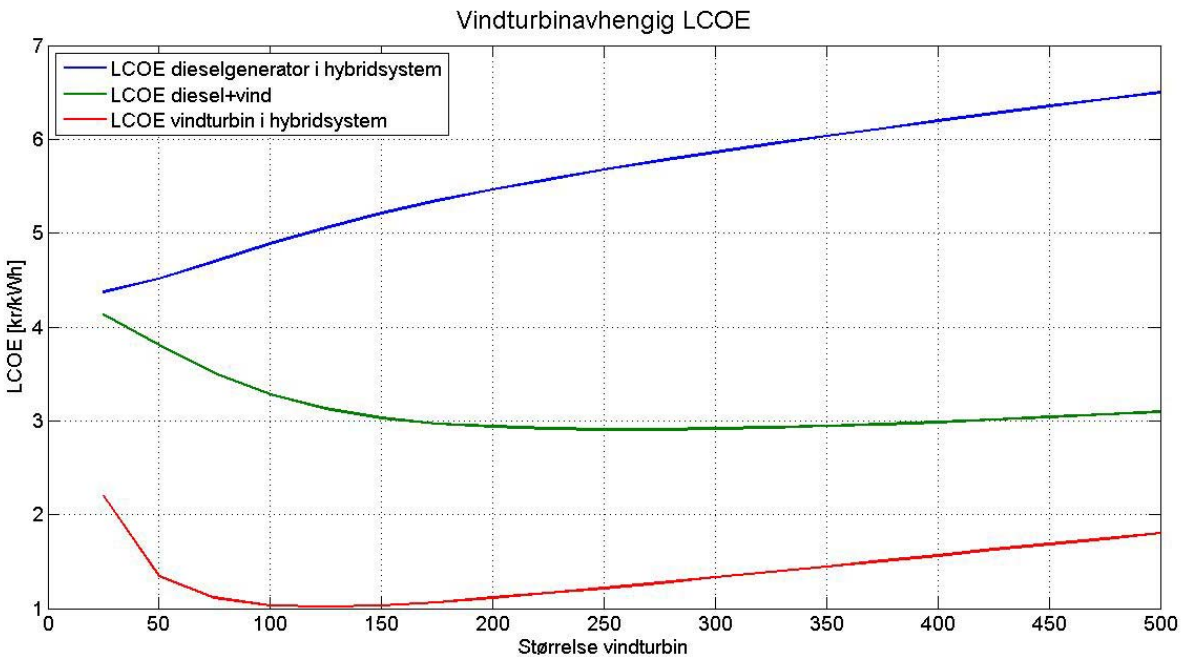
Hvor stor andel av den produserte energien som benyttes av den totale vindkraftproduksjonen er fremstilt i figur 13.5.



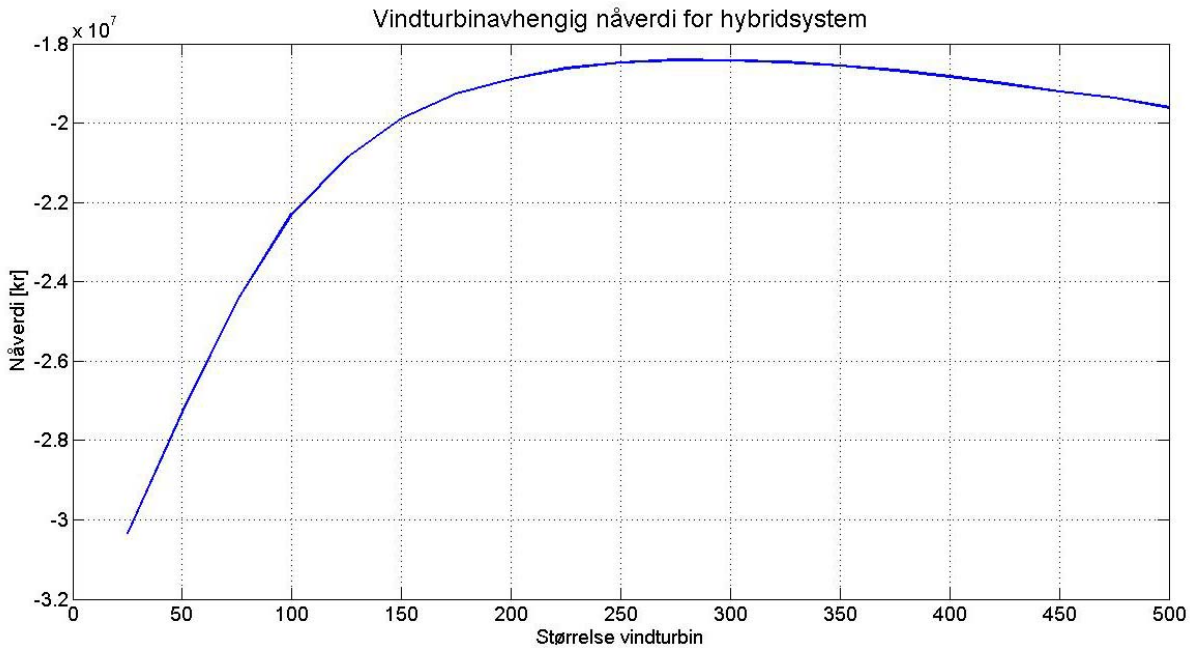
Figur 13.5: Figuren viser hvordan den totale vindkraftproduksjonen fra en vindturbin av forskjellig nominell effekt vil fordele seg på det umiddelbare forbruket på Myken og som overflødig kraftproduksjon. Beregningene er basert på vinddata fra året 2008.

13.9.4. Optimalisert vindturbinstørrelse

$LCOE$ for varierende nominell effekt på vindturbin i hybridsystemet er vist i figur 13.6. Figuren viser at de totale langsiktige marginalkostnadene for hybridkraftsystemet er minst ved bruk av en vindturbin med nominell effekt på 275 kW. Forutsetningen for at utregningen stemmer er at de totale kostnadene knyttet til investering og montasje av vindturbiner antas proporsjonale med den nominelle effekten i forhold til vindturbinen WTN250. Det antas dessuten at effektkurven til WTN250 kan skaleres proporsjonalt med nominell installert effekt. Under simuleringene har det blitt benyttet batterilagringssystem med 20 kWh tilgjengelig energi for utladning og oppladning.



Figur 13.6: Figuren viser varierende LCOE for vindkraft, dieselkraft, samt kombinasjonen av vindkraft og dieselkraft i hybridsystemet.



Figur 13.7: Figuren viser vindturbinavhengig nåverdi for scenario 3. Simuleringene baserer seg på antagelsen om at investeringskostnader og utrangeringsverdi for vindturbin er proporsjonale med nominell effekt. Driftskostnader forutsettes like, uavhengig av nominell effekt.

13.9.5. Tomgangskjøring av dieselgenerator

Total tomgangskjøringstid er funnet ved å summere tiden der betingelsene for tomgangskjøring oppfylles simuleringen av hybridsystemet. Betingelsene er ytterligere beskrevet i kapittel 7.3.2. Simulering er gjort for årene 2008 og 2012. I tillegg er det for året 2012 funnet tomgangskjøringstid ved å bruke vinddata med oppløsning på 10 min fra Vardøya for å se hvordan vinddata av høyere

oppløsning påvirker resultatene. Resultatene for tomgangstid for dieselgeneratorene, avhengig av batterilagringskapasitet i hybridsystemet er vist i tabell 13.7.

Tomgangstimer ved ulik tilgjengelig batterilagringskapasitet

Tomgangstimer	0 kWh	5 kWh	10 kWh	15 kWh	20 kWh	50 kWh	100 kWh	1000 kWh
2008	211	24	10	8	12	8	9	10
2012	268	23	9	6	12	8	8	7
2012*	217	44	11	14	11	12	14	9

Tabell 13.7: Tabellen viser antall tomgangstimer for dieselgeneratoren i løpet av året for årene 2008 og 2012 ved forskjellige batterikapasiteter i systemet. *Resultater for året 2012 har også blitt beregnet ved å bruke vinddata med oppløsning på 10 min fra Vardøya.

Tilgjengelig batterikapasitet i kraftsystemet vil også påvirke antall oppstarter av dieselaggregatet, energibidraget fra batteriene og antall utladingssykluser for batteriene i løpet av året. Resultatene for dette presenteres i tabell 13.7 - 13.10 for årene 2008 og 2012. For året 2012 har de samme beregningene blitt gjort to ganger, ved å bruke vinddata med oppløsning på 10 min og 6 timer, for å undersøke hvordan resultatene avhenger av tidsoppløsningen på vinddata.

Antall oppstarter av dieselgenerator ved ulik tilgjengelig batterilagringskapasitet

Antall oppstarter	0 kWh	5 kWh	10 kWh	15 kWh	20 kWh	50 kWh	100 kWh	1000 kWh
2008	256	237	232	218	215	208	195	108
2012	253	235	228	216	208	193	180	83
2012*	1385	969	844	772	714	554	476	228

Tabell 13.8: Tabellen viser antall oppstarter for dieselgeneratoren i løpet av året for årene 2008 og 2012 ved forskjellige batterikapasiteter i systemet. *Resultater for året 2012 har også blitt beregnet ved å bruke vinddata med oppløsning på 10 min fra Vardøya.

Energibidrag fra batterier til kraftsystemet ved ulik tilgjengelig batterilagringskapasitet

Energibidrag	0 kWh	5 kWh	10 kWh	15 kWh	20 kWh	50 kWh	100 kWh	1000 kWh
2008	0	911	1527	2413	3355	8468	16458	92844
2012	0	878	1502	2357	3362	8637	16642	95509
2012*	0	3578	5306	7803	9682	17407	26414	94519

Tabell 13.9: Tabellen viser energibidraget fra batteriene til energiforbruk i kraftsystemet i løpet av året for årene 2008 og 2012 ved forskjellige batterikapasiteter i systemet. *Resultater for året 2012 har også blitt beregnet ved å bruke vinddata med oppløsning på 10 min fra Vardøya.

Antall batterisykluser ved ulik tilgjengelig batterilagringskapasitet

Antall batterisykluser	0 kWh	5 kWh	10 kWh	15 kWh	20 kWh	50 kWh	100 kWh	1000 kWh
2008	0	228	220	213	205	193	187	119
2012	0	233	221	212	208	195	191	127
2012*	0	847	790	713	666	549	494	335

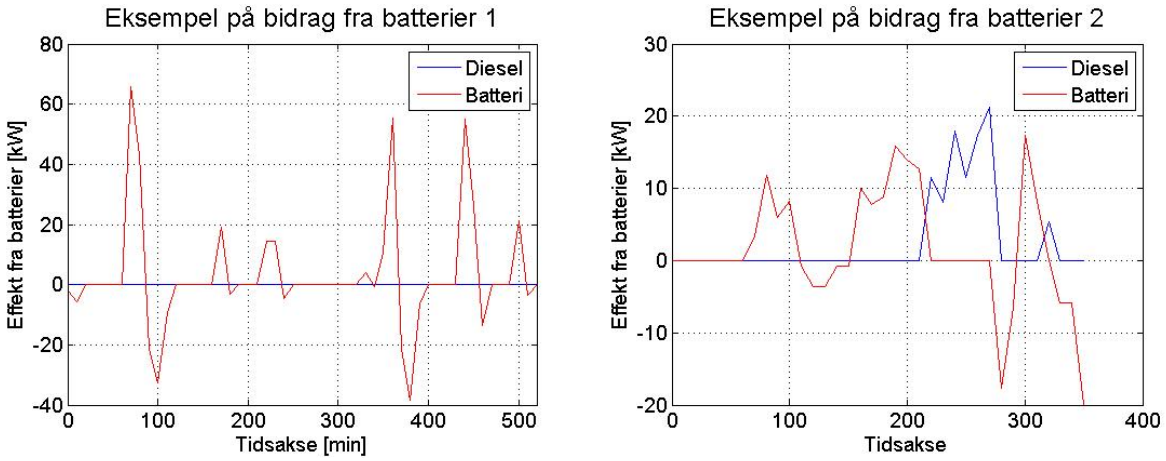
Tabell 13.10: Tabellen viser antall utladingssykluser for batteriene i løpet av året for årene 2008 og 2012 ved forskjellige batterikapasiteter i systemet. *Resultater for året 2012 har også blitt beregnet ved å bruke vinddata med oppløsning på 10 min fra Vardøya.

Den gjennomsnittlige utladningen av batteriene ved 20 kWh installert lagringskapasitet, der vinddata med 10 min oppløsning i 2012 er benyttet, er funnet å være 37,5 % av total lagringskapasitet.

13.9.6. Eksempler på bidrag fra batterier i to situasjoner

I figur 13.8 er det også hentet ut to eksempler på hvordan batteriene ved utlading bidrar til å redusere dieselforbruk og antall dieseloppstarter. Positiv effekt på kurven tilsvarer at batteriet utlades og forsyner hybridsystemet med effekt. Negativ effekt tilsvarer at batteriene lades opp av overflødig effekt i hybridsystemet.

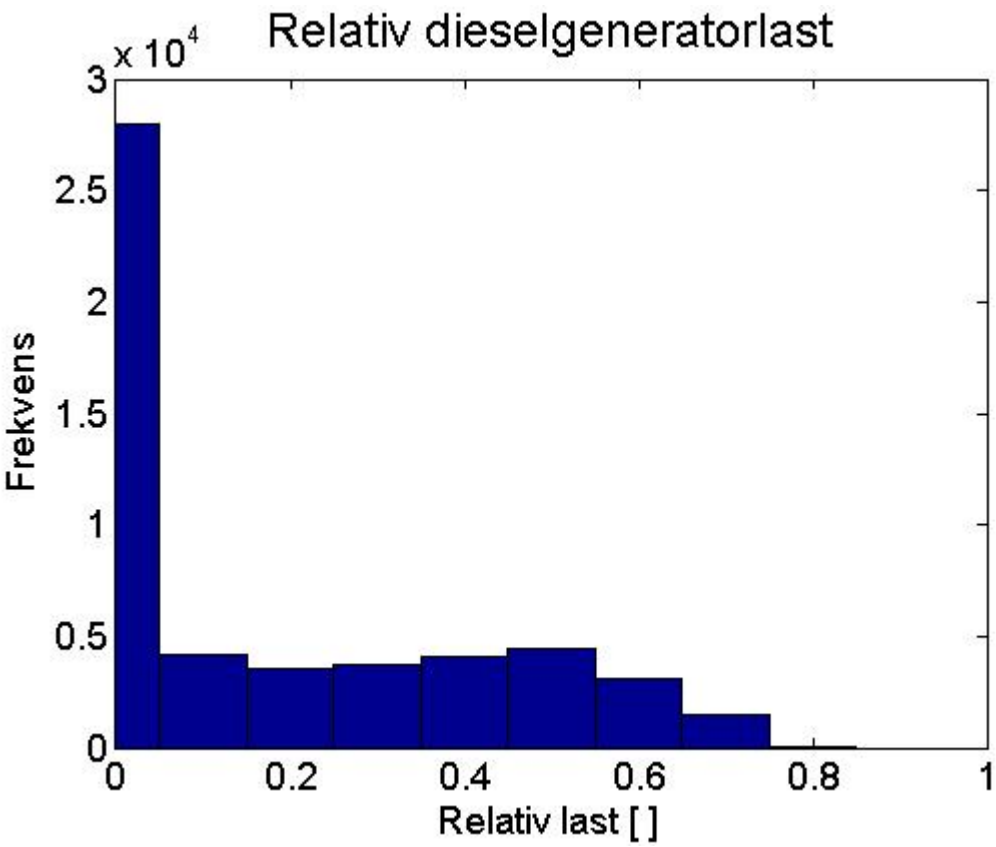
Den første situasjonen i figur 13.8 (t.v.) viser en situasjon der batteriene har bidratt til å eliminere syv dieseloppstarter i løpet av 500 minutter. Den andre situasjonen viser at batteriene har eliminert én dieseloppstart. Den andre situasjonen er et eksempel der batteriene har begynt å levere effekt til hybridsystemet, men har gått tom for energi før effektproduksjonen i vindturbinen har tatt seg opp til et overflødig nivå igjen. Dermed har dieselgeneratoren i to av tre tilfeller måttet starte opp likevel.



Figur 13.8: Figuren viser to ulike situasjoner der batteriet bidrar med energi til hybridsystemet. Den røde kurven viser effektbidrag fra batterier, mens den blå viser effektproduksjon i dieselgenerator. Negativ effekt for batteriene indikerer opplading av batterier, mens positiv effekt indikerer positivt bidrag til hybridsystemet.

13.9.7. Dieselgeneratorens last

Som et ledd i å undersøke om det vil være mer hensiktsmessig å installere flere og mindre dieselgeneratorer i hybridsystemet, istedenfor én dieselgenerator med effekt 275 kVA, har lasten til dieselgeneratoren blitt undersøkt. Fordelingen av last for dieselgeneratoren, relativt til dieselgeneratorens nominelle effekt på 275 kVA, er vist i figur 13.8.



Figur 13.9: Histogrammet viser fordelingen av hvor ofte dieselgeneratoren operer ved ulik last i hybridsystemet.

Den gjennomsnittlige lasten dieselgeneratoren opererer ved er funnet til å være $47{,}4\ kW$, tilsvarende $17{,}3\ \%$ relativ last i forhold til maksimal effekt.

13.9.8. Netto nåverdi og LCOE

Netto nåverdi for scenario 3 beregnes ut fra en kapitalrente på 5 %, en forventet teknisk levealder for alt utstyr på 20 år, samt årlige utgifter til drift og vedlikehold som stiger i takt med en generell antatt prisstigning på 3 %. Resultatene er avrundet til nærmeste titusen.

$$NNV_{kostnader} = -25\ 100\ 000$$

$$NNV_{inntekter} = 5\ 300\ 000$$

$$NNV_{utrangeringsverdi} = 97\ 000$$

$$NNV = -20\ 000\ 000\ kr$$

For å ha et bedre sammenlikningsgrunnlag for de ulike scenarioene vil netto nåverdi benyttes til å beregne den totale kostnaden pr enhet produsert/levert energi i løpet av scenarioet levetid.

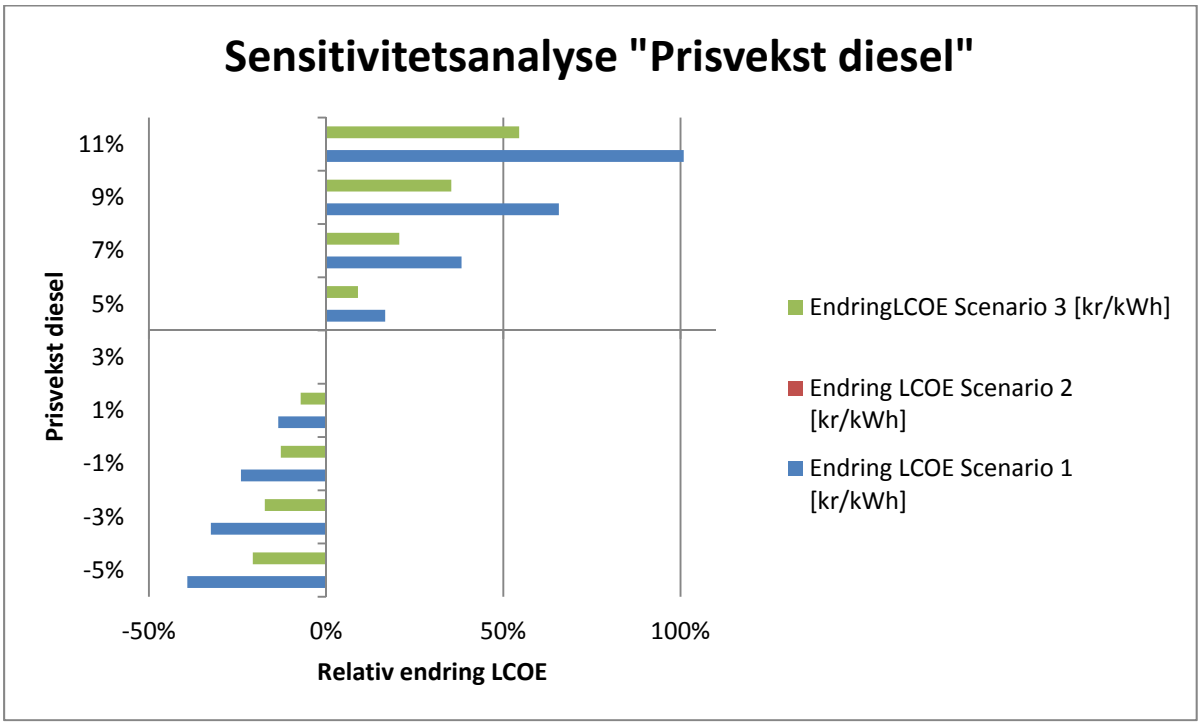
$$LCOE = 2{,}91\ kr/kWh$$

14. SENSITIVITETSANALYSE

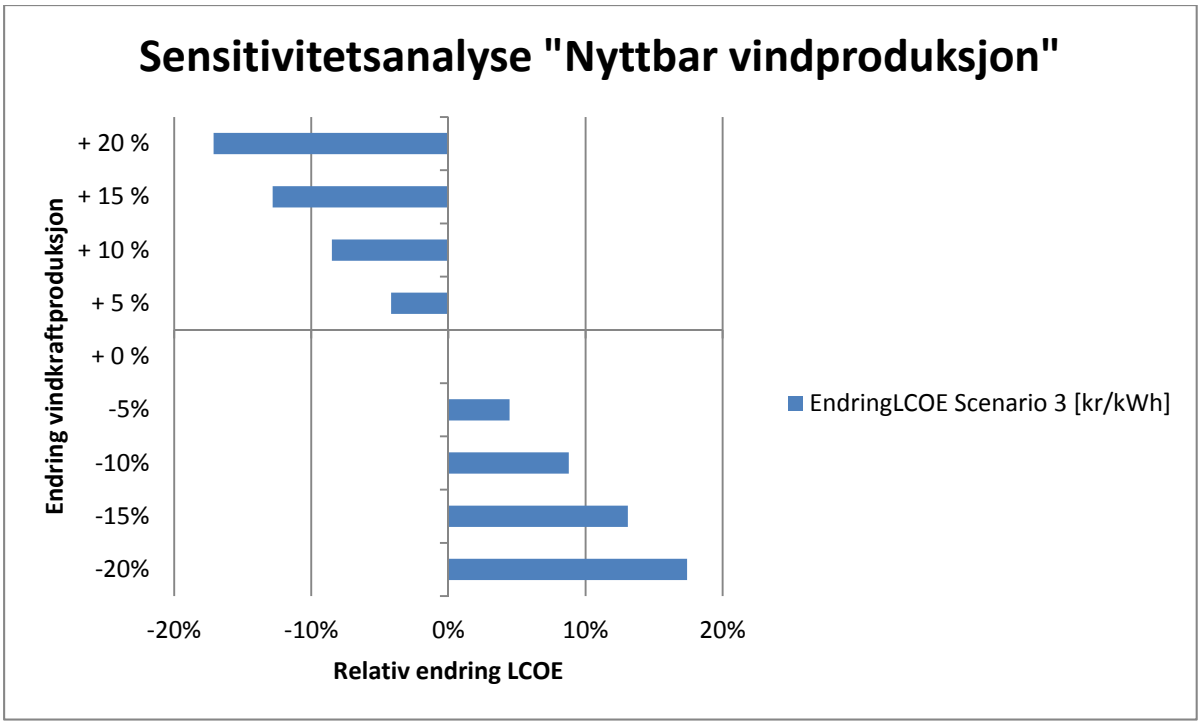
I oppgaven har det vært nødvendig å utføre en rekke antagelser for å få gjennomført spesifikke beregninger av kostnader og inntekter. Det er nødvendig å gjøre en sensitivitetsanalyse for noen av disse parameterne, grunnet de usikre antagelsene. Antagelsene som vil undersøkes i scenarioet er

- Pris på diesel i fremtiden
- Forbruk av energi på Myken i fremtiden
- Nyttbar vindkraftproduksjon fra vindturbinen WTN250
- Årlige driftskostnader

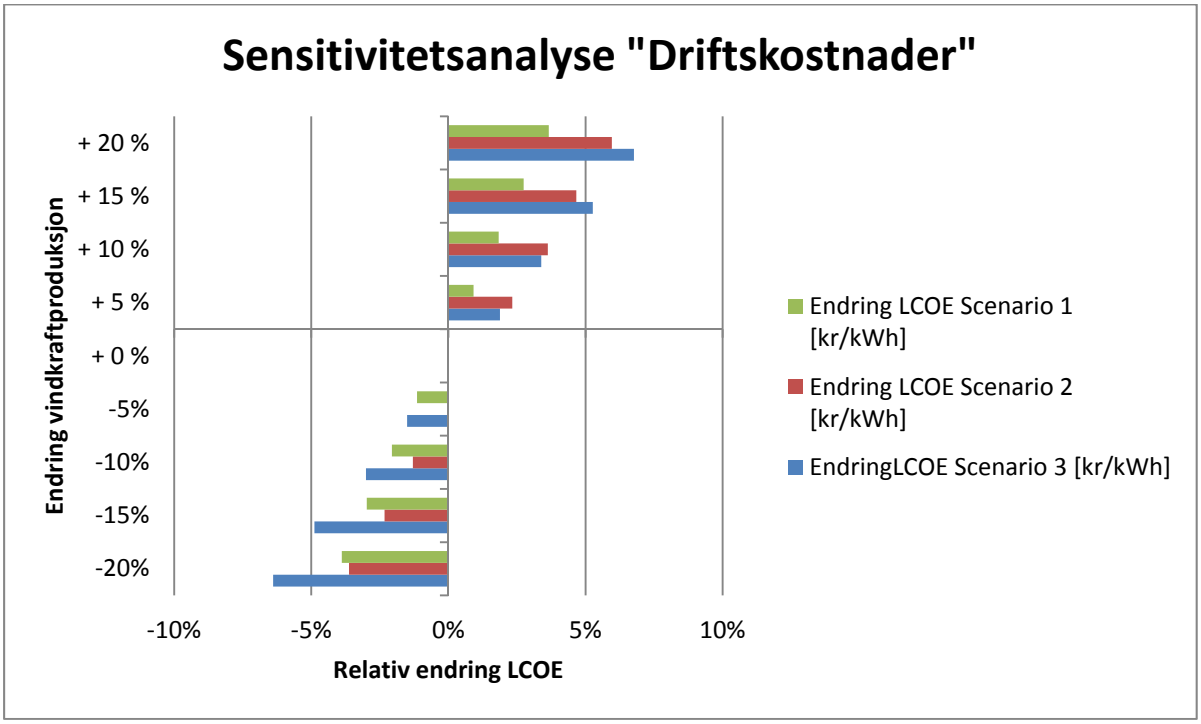
I hvilken grad endringer i hver av disse faktorene er vist i figur 14.1 til 14.4.



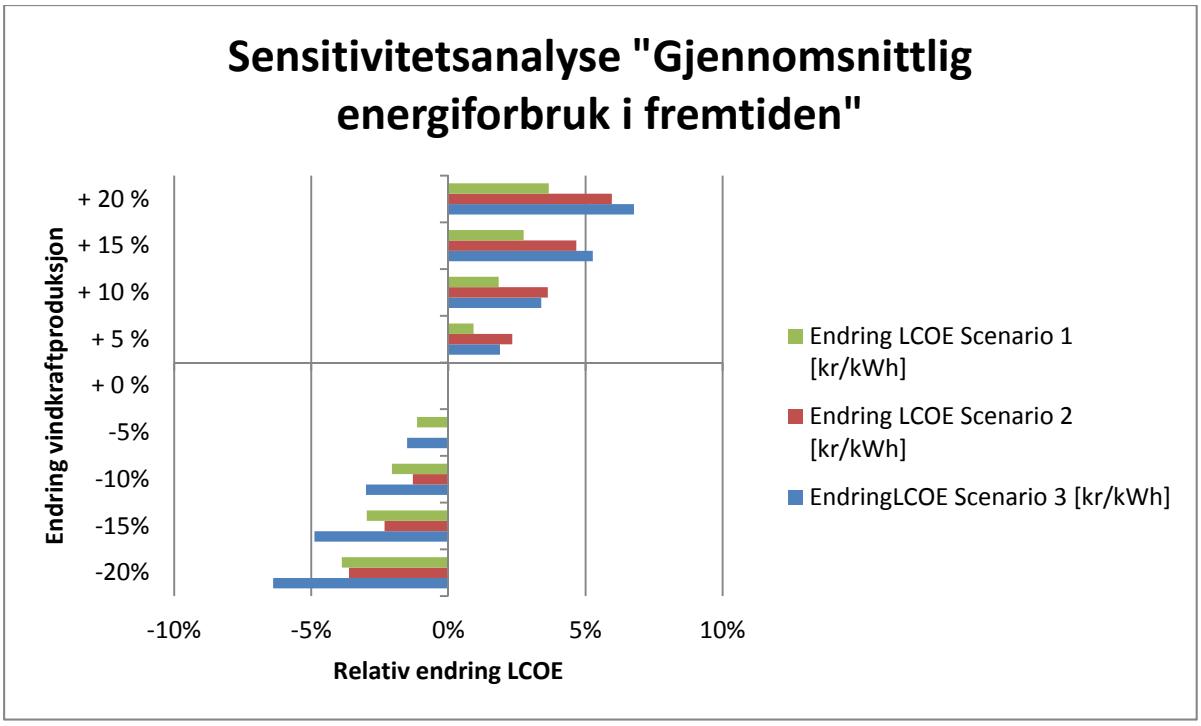
Figur 14.1: Figuren viser resultatene fra en sensitivitetsanalyse som tar for seg hvordan de ulike scenarioenes resultater er avhengige av den forventede gjennomsnittlige prisveksten for diesel gjennom scenarioenes levetid.



Figur 14.2: Figuren viser resultatene fra en sensitivitetsanalyse som tar for seg hvordan de ulike scenarioenes resultater er avhengige av den nyttbare vindkraftproduksjonen fra vindturbinen i hybridsystemet. Med nyttbar vindkraftproduksjon menes produksjon som kan servere det umiddelbare forbruket av energi på Myken.



Figur 14.3: Figuren viser resultatene fra en sensitivitetsanalyse som tar for seg hvordan de ulike scenarioenes resultater er avhengige av endringer i forhold til de estimerte driftskostnadene.



Figur 14.4: Figuren viser resultatene fra en sensitivitetsanalyse som tar for seg hvordan de ulike scenarioenes resultater er avhengige av det årlige gjennomsnittlige energiforbruket på Myken, gjennom scenarioenes levetid.

15. DISKUSJON

Diskusjonen vil i første omgang ta for seg behovet for å se på alternativer til dagens eksisterende sjøkabel samt resultatene fra undersøkelsene for alternative scenarioer. Ettersom vindkraft og forbruksanalyse er en svært sentral del av oppgaven vil disse delene også bli tilegnet egne avsnitt for diskusjon.

15.1. Behov for utredning

Sjøkabelen som forsyner Myken med elektrisitet har en forventet teknisk levealder på 50 år, og er allerede i dag (2014) 49 år gammel. Det vurderes derfor som nødvendig å undersøke alternativer til hvordan elektrisitetsforsyning skal skje, når sjøkabelen på et tidspunkt vil havarere for godt. Det er viktig å spesifisere at selv om sjøkabelen har en teknisk forventet levealder på 50 år, er det mulig at sjøkabelen vil fungere på et tilfredsstillende nivå i mye lenger tid. Eventuelle nye tiltak for å sikre elektrisitetsforsyning bør ikke gjennomføres før det er blitt utarbeidet estimater for hvor lang funksjonell brukstid den eksisterende sjøkabelen har igjen.

Videre diskusjon i oppgaven vil basere seg på videreføring av dagens ordning med elektrisitetsforsyning av Myken. Dette betyr at det søkes etter en løsning for en situasjon der konsesjonæren Rødøy-Lurøy Kraftverk AS er underlagt sin leveringsplikt til alle abonnementer på øya. Dette vurderes som en realistisk tilnærming, tatt i betraktning NVE sin behandling av tidligere søknader om fritak fra leveringsplikt. Jfr. Helgelandskraft AS sin søknad om fritak fra leveringsplikt til Gåsvær, se kapittel 8 og vedlegg E. Myken har flere fastboende mennesker og en større næringsvirksomhet enn Gåsvær. Det er dessuten en sammenliknbar fritidsboligsituasjon for de to øysamfunnene. Scenarioene som er undersøkt og diskutert baserer seg derfor på full leveringsplikt til alle eksisterende og mulige fremtidige abonnementer. Et av de størst usikkerhetsmomentene rundt befolkningen på Myken er hvorvidt den fastboende delen kan forsvinne innen kort tid. Uten fastboende kunder kan nettselskapet i ytterste konsekvens fritas for leveringsplikten til øysamfunnet.

I en fremtidig situasjon der Rødøy-Lurøy Kraftverk AS eventuelt er fritatt sin leveringsplikt og tilknytningsplikt for Myken, vurderes oppgavens undersøkelser av vindressurser og kostnader knyttet til forskjellige nettilkoblingsløsninger likevel å ha verdi, ved at private grupper kan gå sammen om kraftløsninger.

For alle scenarioene vil netto nåverdi og langsiktige marginale energikostnader for prosjektet være de viktigste bestemmelsesvariablene. I et tilfelle der Rødøy Lurøy Kraftverk AS forsyner Myken utelukkende med lokalprodusert kraft, antas det at kraftkundene mister sin rett til å velge fritt mellom kraftleverandører, og at de må handle strøm direkte fra netteieren [8]. Det gjøres

oppmerksom på at de langsiktige marginale energikostnadene alene ikke kan skille mellom lønnsomheten i de ulike prosjektene, ettersom inntektsrammene er forskjellig for alle tre scenarioene. Sjøkabelen vil bringe inn inntekter i form av nettleie mens dieselkraftsystemet vil i tillegg føre til inntekter i form av prispremium på kraftsalg. Hybridsystemet vil bringe inn inntekter i form av både nettleie, kraftsalg og salg av elsertifikater.

I oppgaven har det ikke blitt gjort forsøk på å beregne hvordan store enkeltinvesteringer på Myken kan føre til endringer i nettleie for hele konsesjonsområdet. Det samme gjelder prispremiumet nettselskapet kan tillegge kraften de selger fra lokalproduserende enheter. Det må forventes at store enkeltinvesteringer kan gjøre prisøkninger nødvendig, uten at det bryter med NVE sin inntektsregulering av selskapet.

15.2. Scenario 1 - Dieselscenarioet

Scenario 1 er vist å være det billigste alternativet i en ren nåverdibetraktning for fremtid elektrisitetsforsyning av Myken under de gjeldende antagelser og forutsetninger. Samtidig er det vist at de langsiktige marginale energikostnadene er relativt høye, på linje med resultatene for å legge ny sjøkabel, men dyrere enn for et hybridsystem.

Et kraftsystem som baseres utelukkende på elektrisitet fra dieselgeneratorer er beregnet til å ha langsiktige marginale energikostnader

$$LCOE = 3{,}82\ kr/kWh.$$

Selv om det vil forekomme inntekter til nettselskapet, er disse inntektene langt lavere enn kostnaden ved energiproduksjon, og netto nåverdi for scenarioet med en forventet levealder på 10 år er funnet å være

$$NNV_{diesel} = -17\ 460\ 000\ kr$$

Resultatene viser at nåverdien for å forsyne Myken med elektrisitet ved hjelp av dieselkraftproduksjon i 10 år, er omtrent den samme som å produsere Myken med elektrisitet i 20 år ved hybridsystemet. Med andre ord kan leveringen av elektrisitet opprettholdes dobbelt så lenge for omtrent den samme kostnaden. I hybridsystemet vil dessuten de totale utslippene som følge av forbrenning av diesel, være mindre enn utslippet i løpet av 10 år med dieselkraftsystem.

Det er gjort en del antagelser for utregning av $LCOE$ og NNV for scenarioet. Blant antagelsene som er gjort er drifts- og vedlikeholdskostnader, dieselpris i fremtiden, og kraftforbruk i fremtiden. Virkningen på det endelige resultatet ved endringer i disse parameterne er derfor undersøkt i sensitivitetsanalysen for scenarioet.

15.2.1. Sensitivitetsanalyse for scenario 1

Sensitivitetsanalysene viser at parameteren med størst innflytelse på det endelige resultatet er prisen for diesel. Scenarioet baserte seg på at den årlige prisveksten for diesel ville være 3 %. Måten sensitivitetsanalyse for dieselprisen i fremtiden er gjort, er ved å endre den gjennomsnittlige prisveksten for diesel i prosjektets levetid, med opptil pluss/minus åtte prosentpoeng rundt primærscenarioet. Sensitivitetsanalysen viser at en økning i gjennomsnittlig prisvekst på 2 prosentpoeng, fra 3 % til 5 %, gir en økt LCOE på 17 %. Samtidig vil en reduksjon i gjennomsnittlig prisvekst fra 3 % til 1 % føre til en reduksjon i LCOE på -14 %.

Sensitivitetsanalysene viser også at forbruket av energi på Myken i prosjektets levetid har mindre innflytelse på det endelige resultatet for scenarioet. Nåverdien for prosjektet vil selvfølgelig øke, ettersom forbruket av diesel reduseres, og dermed også totalkostnadene. Men enhetskostnaden for energi påvirkes lite av en eventuell reduksjon i fremtid kraftforbruk. På samme måte vil heller ikke fremtidige økninger i forbruk av energi påvirke enhetskostnadene for energi i tilsynelatende stor grad.

Service- og vedlikeholdskostnader for scenario 1 er små i forhold til de totale kostnadene ved å drive kraftsystemet. Dette reflekteres i sensitivitetsanalysen av hvordan endringer i driftskostnader for kraftsystemet påvirker de langsiktige marginale energikostnadene lite. Med driftskostnader er det i dette tilfellet ment kostnader for service, drift og vedlikehold, utenom dieselforbruk.

Variasjoner i vindkraftproduksjon og nyttbar vindkraftproduksjon vil naturligvis ikke påvirke resultatene i scenarioet, da det ikke eksisterer vindkraft i det undersøkte dieselkraftsystemet.

15.2.2. Andre betraktninger vedrørende scenario 1

I tillegg til de rene kostnadsberegningene for scenario 1 er det andre forhold ved scenarioet som er med på å påvirke den endelige anbefalingen av løsningen.

CO_2-utslippet som følge av å brenne 200.000 l diesel pr år er stort, og vil med dagens teknologi tilsvare det årlige utslippet fra over 2000 personbiler i Norge. Økt utslipp av klimagasser, og ytterligere avhengighet av fossilt brensel er stikk i strid med Norges og EUs klimapolitiske mål. I tillegg til å bryte med klimapolitiske mål, vil dette medføre lokal forurensning på Myken. Selv om det lokale forurensningsproblemet er forventet å være av liten grad, er forurensningen antatt å være ikke ønskelig fra både lokale myndigheter og fastboende og fritidsboende på Myken.

Et produksjonssystem basert på dieselgeneratorer vil gi opphav til en arbeidsplass på Myken. En arbeidsplass vil både kunne vært en stor mulighet for fastboende på øya, men vil også sette krav til at det er personer som kan ta seg av oppgaven. Avhengigheten av arbeidende personell vurderes derfor

som positivt for den bosatte befolkningen. For nettselskapet vurderes det til å øke risikoen ved prosjektet.

Diesel er et lett tilgjengelig produkt, og det antas å være dette også i årene som kommer. Prisen på diesel er derimot ikke lett å estimere for fremtiden. Det kan oppstå høye avgifter på fossilt brensel som følge av klimapolitikken i Norge, EU og resten av verden. Usikkerheten rundt dieselpris vurderes derfor å øke risikoen forbundet ved prosjektet.

I en situasjon med fullstendig fraflytning av Myken i store deler av året antas det at utstyret vil være lett å stenge av i perioder avhengig av forbruk, eller demontere og selge, dersom utstyr blir overflødig. Samtidig har simuleringer og sensitivitetsanalysene vist at en kraftig reduksjon i energiforbruk på Myken vil føre til tilsvarende kraftig reduksjon i dieselforbruk, men tilnærmet uforandrede langsiktige marginale energikostnader. Risikoen forbundet med avhengigheten av en bosatt befolkning, vurderes derfor som lav for prosjektet.

Dersom scenario 1, eller et liknende scenario, velges som grunnlag for å opprettholde leveringsplikten av elektrisitet til Myken, anbefales det å gjøre en grundigere utredning for valg av dieselgeneratorer. Det forventes at effektiviteten ved elektrisitetsproduksjon kan øke ved å finne en optimal miks av mindre dieselgeneratorer, enn ved å kjøre én stor generator. Flere dieselgeneratorer vil også øke forsyningssikkerheten på øya.

15.2.3. Oppsummering scenario 1

En tilsynelatende stor fordel knyttet til et kraftsystem basert på dieseldrift, er den korte tekniske forventede levetiden til systemet. Med en periode på 10 år vil planlegging av fremtidig drift, og estimater for fremtidige parametere bli enklere, sammenliknet med en levetid på 20 år eller 50 år. En kort levetid vil derfor senke risikoen ved prosjektet. Samtidig er det vist at små endringer i dieselpris, på gal side av estimatene i fremtiden, kan føre til svært store kostnadsøkninger. Dette er igjen med på å øke risikosiden av prosjektet.

Det er vist at dieselkraftprosjektet vil medføre store klimagassutslipp og også føre til noe lokal forurensning. Forbrenning av nærmere $200\ 000\ l$ diesel hvert år, tilsvarer utslipp fra nærmere $2\ 000$ personbiler i året. Det er vist at prosjektet således må få gjennomslag på tvers av eksisterende mål om kutt i forbrenning av fossile brensler og økt fornybar kraftutbygging. Dette blir vurdert som negative vurderingskriterier for prosjektet.

Et siste moment for prosjektet har vært avhengigheten av å ha arbeidende personell på Myken, dersom dieselkraftsystemet skal benyttes som kraftsystem. For nettselskapet kan dette øke risikoen ved prosjektet, ved at det til enhver tid må befinne seg kvalifisert personell på øya. Ettersom dette er

løst på øya Givær, utenfor Bodø, vurderes dette som gjennomførbart, men at det vil øke den totale risikoen ved prosjektet. I denne sammenheng er det kun sjøkabelen som ikke medfører denne ekstra risikoen.

En helhetsvurdering av prosjektet, der kostnadsanalysen, sensitivitetsanalysen og miljøhensyn er de viktigste vurderingsparameterne, viser at det finnes bedre alternativer for elektrisitetsforsyning av Myken enn ved hjelp av et dieselkraftsystem. Dieselkraftsystemet innstilles derfor *ikke* som beste alternativ til elektrisitetsforsyning av Myken.

Det finnes likevel et unntak til denne anbefalingen. Dersom det fra nettselskapets side er forventet at Myken vil miste sin fastboende befolkning og næringsvirksomhet innen ti år fra iverksettelse av prosjektet, samtidig som miljøhensyn fullstendig prioriteres bort, vil dieselkraftsystemet kunne være det beste alternativet til elektrisitetsforsyning av Myken.

15.3. Scenario 2 – Ny sjøkabel

Ved å legge ny sjøkabel til Myken videreføres dagens ordning der Myken er tilkoblet sentralnettet i Norge og Norden. Den forventede levetiden til investeringene i scenarioet på 50 år er mye lenger enn i de andre scenarioene. Dette betyr at estimatene for fremtidige kostnader for drift og vedlikehold, nettleieinntekter, lånekostnader og fremtidig kraftforbruk får høyere usikkerhet.

Scenarioet har vist seg å være svært kostbart. De langsiktige marginalkostnadene knyttet til sjøkabelens overførte energi i dagens pengeverdi funnet til å være

$$LCOE_{sjøkaebel} = 3{,}91\ kr/kWh.$$

I likhet med de andre scenarioene vil ikke inntektene fra nettleie kunne være med på å dekke inn disse kostnadene dersom det fremtidige kraftforbruket holdes på det samme nivået i fremtiden. Inntektene i scenarioet er mindre i forhold til de andre scenarioene, ettersom kundene vil være tilkoblet det nasjonale kraftnettet og ikke er tvunget til å kjøpe kraft fra netteieren.

Netto nåverdi for scenarioets totale kostnader og inntekter over en levetid på 50 år er funnet til å være

$$NNV = -41\ 700\ 000\ kr$$

Dette representerer en høy negativ NNV, men den er likevel vanskelig å sammenlikne med de andre scenarioene grunnet den lange levetiden og risikoen det er forbundet ved å binde et så stort beløp det er snakk om, i ugjenkallelige kapitalinvesteringer.

Størstedelen av kostnadsbildet er bundet i den innledende kapitalinvesteringen. Det er ikke vurdert finanskostnader knyttet til en så stor enkeltinvestering. Det er likevel forventet at det er høy sannsynlighet for at nettselskapet må ta opp lån. Lån, og rentekostnadene dette medfører, vil øke de totale kostnadene ved prosjektet, og gjøre det mindre ideelt.

15.3.1. Sensitivitetsanalyse for scenario 2

Sensitivitetsanalysen for scenarioet viser at scenarioet først og fremst påvirkes av forbruket av elektrisk energi på Myken, noe som også var forventet. Dette kommer av at de årlige driftskostnadene knyttet til prosjektet er såpass lave sammenliknet med investeringskostnadene. Grunnet til at forbruket av energi på øya påvirker resultatet såpass mye, er at de totale investeringskostnadene fordeles på færre eller flere enheter overført energi til øya. Fra sensitivitetsanalysen fremkommer det for eksempel at en reduksjon i forbruk av energi på Myken med 20 % vil øke de langsiktige marginale energikostnadene med hele 26 %. Samtidig vil en tilsvarende økning i forbruk av energi på 20 % medføre en reduksjon i LCOE på 16 %.

15.3.2. Andre betraktninger vedrørende scenario 2

Utenom de verdimessige betraktningene, vil det også for scenario 2 være andre aspekter som vil være utslagsgivende i anbefalingsprosessen.

I motsetning til det dieselscenarioet vil ikke sjøkabelscenarioet bidra til økte klimagassutslipp som følge av uren kraftproduksjon fra diesel. Kraften på det norske markedet har, nesten utelatende, opphav i fornybar vannkraft. Videreføring av sjøkabel vil således ikke skje på tvers av Norges og EUs klimapolitiske mål om reduserte klimagassutslipp.

Verken den eksisterende, eller den eventuelt nye, sjøkabelen mellom fastland og Myken vil gi opphav til arbeidsplasser på Myken lokalt. Dette vurderes som negativt for den bosatte befolkningen. For nettselskapet er dette vurdert som positivt, ved at det ikke øker risikoen knyttet til prosjektet.

Forsyningssikkerheten ved å legge sjøkabel er svært høy. Det samme er tilgjengeligheten.

I en situasjon med total fraflytning av fastboende mennesker på Myken vil en sjøkabel takle perioder av året uten spesielt stor kraftflyt svært godt. Det kraftig reduserte behovet for en sjøkabel ved total fraflytning peker likevel i negativ retning for prosjektet.

Med så høye investeringskostnader knyttet til sjøkabelen, vil nettselskapet måtte ta en relativt stor risiko, med tanke på eventuell fraflytning av Myken. Dersom det i fremtiden verken vil eksistere fastboende eller noen form for næring på Myken, vil nettselskapet ha et bedre utgangspunkt for å

slippe leveringsplikt av elektrisk energi til øya. I et slikt tilfelle vil sjøkabelen representere store ugjenkallelige kostnader for nettselskapet, og derfor en høy risiko forbundet ved prosjektet.

De miljømessige påvirkningene ved å legge sjøkabel er vurdert som klart mindre enn for dieselkraftsystemet og hybridsystemet.

15.3.3. Oppsummering scenario 2

Beregninger av LCOE og nåverdi har vist at scenarioet er det dyreste av de undersøkte scenarioene. Det er også vist at den største usikkerheten knyttet til scenarioet, ligger i den lange tekniske forventede levetiden til sjøkabelen. Usikre estimater for energiforbruk på Myken i fremtiden vil derfor ha stor påvirkning på dagens kostnadsbilde.

Scenarioet er forventet å være det scenarioet som fører til høyest grad av forsyningssikkerhet, samtidig som fjernstyring av anlegget reduserer risikoen knyttet til å måtte ha arbeidende personell på Myken. Det er også knyttet færrest og minst miljøpåvirkninger til scenarioet.

Med hovedvekt på de økonomiske variablene som er funnet gjennom beregninger for scenarioet, er det vurdert at scenarioet *ikke* er det beste alternativet for elektrisitetsforsyning av Myken.

15.4. Scenario 3 – Hybridscenarioet

Som for scenario 1 antas det at et hybridsystem med lokal kraftproduksjon vil medføre at kundene på Myken må kjøpe kraft gjennom nettselskapet. Inntekten til nettselskapet styrkes i så måte i forhold til et scenario med ny sjøkabel. I motsetning til dieselscenarioet vil vindkraftproduksjonen i dette scenarioet også ha muligheten til å motta elsertifikater, som derfor vil øke kraftsalginntektene til eieren av vindturbinen. Som nevnt er en av betingelsene for å motta elsertifikater for ny fornybar kraftproduksjon, at kraftverket er installert og i drift før 2020. Et viktig poeng ved det undersøkte hybridscenarioet vil derfor å installere vindturbinen på Myken før 31. desember 2020. Som tidligere nevnt er det knyttet en viss usikkerhet til den faktiske levetiden til den eksisterende sjøkabelen, som derfor kan være med på å utsette behovet for ny elektrisitetsforsyning. Hvis dette er tilfellet, bør installering av vindturbinen i hybridscenarioet likevel vurderes installert før 2021, slik at det rettmessig kan kreve elsertifikater for sin produksjon. I en slik situasjon kan overflødig vindkraftproduksjon fra vindturbinen enkelt overføres fra Myken til fastland, så lenge den eksisterende sjøkabelen er i drift.

I beregningene av de langsiktige marginalkostnadene er det antatt at kraftsystemet baserer seg på kraftproduksjon fra en WTN250 vindturbin av produsenten Windtechnik Nord levert av Wind Energy Nordic AS. I tillegg til vindturbin, må det investeres i dieselgeneratorer med installert effekt på minimum 250 kVA. Levetiden for alt utstyr er forventet å være 20 år. De totale

investeringskostnadene knyttet direkte til vindturbinen og montering av denne er estimert til $4\,660\,000\ kr$. Dette gir en investeringskostnad på omtrent $18\,500\,000\ kr/kW$, som er noe i overkant av de omtrentlige investeringskostnadene for vindturbiner i Europa, i følge NORWEA og Energi Norge, se kapittel 10.2.1. Tatt i betraktning at vindturbinen er relativt liten, og at montering på Myken krever ekstra maskiner og utstyr, er det likevel troverdige kostnader.

De langsiktige marginalkostnadene for scenarioet er funnet for

$$LCOE_{hybrid} = 2{,}83\ kr/kWh.$$

Dersom man antar inntekter fra nettleie og kraftsalg som for de andre scenarioene er netto nåverdi for scenarioet over en levetid på 20 år funnet å være

$$NNV = -18\,700\,000\ kr$$

Scenarioet er derfor funnet å være det nest dyreste alternativet for full leveringsplikt til Myken. De langsiktige marginale energikostnadene er likevel det klart billigste, blant de tre scenarioene. Forskjellen i netto nåverdi for scenario 1 og scenario 3 er også liten, med tanke på usikkerhetene i beregningene.

Figur 13.4 som viser hvordan vindkraftpenetrasjonen er avhengig av vindturbinstørrelsen, viser den avtakende virkningen ved å øke den nominelle effekten på vindturbinen, etter hvert som den nominelle effekten øker. Ut fra denne figuren virker 250 kW installert effekt for vindturbinene å være et godt valg for hybridkraftsystemet.

Figur 13.6, som illustrerer hvordan LCOE endrer seg med installert nominell effekt på vindturbinen, reflekterer kostnadsendringene ved under- og overdimensjonering av vindturbinen. Ved underdimensjonering av vindturbinen vil de totale langsiktige marginalkostnadene for hybridkraftsystemet øke, hovedsakelig som følge av store utgifter til drift av dieselgeneratoren. Ved overdimensjonering av vindturbinen øker også kostnadene, denne gangen som følge av høyere investeringskostnader for den store vindturbinen enn nødvendig. Resultatene av analysen viser at de langsiktige marginale energikostnadene er på sitt laveste når den installerte effekten på vindturbinen er 275 kW. Tatt i betraktning antagelsene rundt kostnader, virker 250 kW, ut fra figur 13.6, likevel å være en tilfredsstillende størrelse for valg av vindturbin.

Under utregning av de langsiktige marginalkostnadene for hybridkraftsystemet ved vindturbiner av ulik nominell effekt er det blitt gjort en kraftig antagelse når det kommer til investeringskostnaden for vindturbinen. Det er antatt at kostnader knyttet til investering, fundamenterings- og grunnarbeid samt utrangeringsverdien av vindturbinen er proporsjonale med de kjente kostnadene for

vindturbinen WTN 250. Det er blitt vist for vindturbiner at kostnaden pr enhet installert effekt vanligvis er synkende for økt nominell effekt. Analysen vil som følge av dette underestimere kostnader for vindturbiner mindre enn 250 kW og overestimere kostnader for vindturbiner over 250 kW.

Grundigere kostnadsanalyser av vindturbiner av større størrelse burde derfor gjennomføres. Dette kunne kanskje vist at større vindturbiner i hybridsystemet ville gitt minst like lave langsiktige marginalkostnader for energi som ved det undersøkte scenarioet med 250 kW vindturbin. Det gjøres oppmerksom på at større vindturbiner, i all hovedsak, medfører økte totalhøyder for vindturbiner. På et øysamfunn som Myken er det naturlig å anta at det ønskes minst mulig visuell forurensning. Den utvalgte vindturbinen WTN250 har en navhøyde på 30 meter og en totalhøyde på 45 meter. Dette er vurdert som relativt lave høyder, sammenliknet med andre vindturbiner med samme eller mindre installerte effekt.

Samtidig bør det gjøres grundigere analyser av hvilke mindre vindturbiner, som kombinert kunne gitt en mer optimal total installert effekt. Mindre og flere vindturbiner kunne eventuelt også medført enklere og billigere montering og installasjon, samtidig som forsyningssikkerhet og tilgjengelighet ville økt. Vindturbiner som ikke krever bruk av store kraner, vil være spesielt interessant, da dette vil lette installasjonsarbeidet i stor grad, både i form av kompleksitet og kostnader.

I vurderingen av scenarioet er det ikke tillagt noen form for verdi til overflødig effektproduksjon fra vindturbinen i perioder der forbruket er for lavt. Et forslag til hvordan den overflødige produksjonen kan omdirigeres til nytteformål, er ved å installere lastresistanser i varmtvannstankene i husene på Myken. Slik kan effekt som vanligvis ville blitt dumpet, bli utnyttet til nytteformål, og vindkraftpenetrasjonen i hybridsystemet øker. Mengden effekt som kunne blitt overført til varmtvannstankene måtte bli regulert, slik at det ikke kunne være fare for overoppheting. Denne formen for dumping vil kreve ytterligere avanserte måle- og reguleringssystemer, og forhøyede investeringskostnader.

En annen måte å øke vindkraftpenetrasjonen på, ville vært å få opprettet energikrevende industri på Myken. Denne formen for industri måtte være svært fleksibel til når den skulle bruke energi, eller eventuelt ha mulighet til å lagre energi i form i halvfabrikata eller foredlede produkter. Eksempler på industri kunne vært sjømatoppdrett av arter som krever oppvarmet vann eller bade- og spafasiliteter.

I hybridscenarioet er det heller ikke gjort noen antagelser rundt hvordan vindkraftpenetrasjonen i kraftsystemet kan øke ved å endre forbruksvaner blant strømabonnementene. Ved en faktisk

iverksettelse av et liknende scenario bør det undersøkes hvordan fastboende og fritidsboligbrukere kan påvirkes til å endre forbruket sitt til å korrelere bedre med vindhastighet. For eksempel kunne det eksistert en mobil-/nettbrettapplikasjon som presenterte en god oversikt over det totale energiforbruket på øya, individuelt energiforbruk, vindhastighet, vindkraftproduksjon og vindprognoser. Denne applikasjonen kunne alle strømabonnementer hatt tilgang til.

Etter grundig analyse av vindressurser, forbruksdata og kostnader knyttet til vindturbiner og dieselgeneratoren, er en vindturbin med nominell effekt på 250 kW funnet å være nær den optimale størrelsen for en vindturbin. Vindturbinen WTN250 fra Windtechnik Nord vil derfor representere et tilfredsstillende valg for det spesifikke systemet, dersom vindturbinen kan integreres inn i et stabilt og pålitelig styringssystem av øya.

Resultater for den typiske lasten som dieselgeneratoren vil måtte operere ved i hybridsystemet viser at det er et klart behov for å øke antall dieselgeneratorer i hybridsystemet. Det er kjent at dieselgeneratorer ikke bør operere ved laster under 20-40 % av nominell effekt. For det undersøkte hybridsystemet er funnet en klar overvekt av perioder der laster ligger mellom 0-10 % av nominell effekt, og en gjennomsnittlig last på 47 kW. For en iverksettelse av et hybridkraftsystem anbefales det sterkt å investere i flere og mindre dieselgeneratorer. Dette vil øke levetiden og effektiviteten til dieselgeneratorene. Det er dessuten forventet at forsyningssikkerheten øker, ettersom avhengigheten av enkeltenheter blir mindre.

15.4.1. Sensitivitetsanalyse for scenario 3

Sensitivitetsanalysen for scenario 3 viser at de viktigste parameterne til å beskrive lønnsomheten av prosjektet er fremtidig energiforbruk av diesel, forbruk av elektrisk energi på Myken og fremtidige dieselpriser. Scenario 3 er derfor under sterk påvirkning av flere parametere enn de andre undersøkte scenarioene. Dette innebærer at scenarioets virkelige økonomiske resultater kan endre seg mye i forhold til det antatte utgangspunktet. Samtidig kan dette representere en sikkerhet, gjennom å fordele risikoen på flere parametere.

Som for scenario 1, er det dieselprisen som viser seg å være den aller viktige parameteren i å bestemme lønnsomheten til prosjektet. Dette er en eksogen parameter som det er vanskelig å estimere hvordan vil påvirke seg i fremtiden. Vurderingen av prosjektet må derfor knyttes tett opp mot vurderingen av fremtidige dieselpriser.

Den nest viktigste parameteren for å beskrive lønnsomheten er den nyttbare vindkraftproduksjonen fra vindturbinen. Dette er en parameter som det bør være mulig å estimere på en god måte i forkant av etableringen av prosjektet. Dette sier også noe om følsomheten for prosjektet dersom det oppstår

uforutsette hendelser som begrenser vindkraftproduksjonen over lengre tidsperioder. Det er likevel svært sterke indikasjoner på at det eksisterer gode vindkraftressurser på Myken, og at vindkraftproduksjonen neppe vil være 20 % unna den estimerte gjennomsnittlige produksjonen. Dette er også estimater som relativt enkelt kan forbedres.

15.4.2. Andre betraktninger vedrørende scenario 3

I motsetning til sjøkabelscenarioet, vil hybridscenarioet medføre økte utslipp av klimagasser. Dette peker i negativ retning for konseptvalg.

Med et vind-/dieselkraftsystem vil Myken kunne fungere som en viktig målestokk for andre lokalsamfunn og øyer der det kan bli aktuelt med liknende utredninger etter hvert som nettkabler som forsyner disse samfunnene nærmer seg teknisk levealder. Systemet legger til rette for nøye overvåkning av produksjon og forbruk av energi. Dette vil gjøre det mulig å benytte et reelt datamateriale for modellering på senere tidspunkt. Datamaterialet kan også være nyttig for modellering av fullstendig fornybare selvforsynte systemer (vind + hydrogen).

Levetiden på 20 år for kraftsystemet er mindre enn sjøkabelen, som har en forventet levealder på 50 år. Scenarioet representerer derfor et prosjekt med lavere risiko for endringer i fremtidig forbruksmønster. I et tenkt tilfelle der energiforbruket øker vesentlig i fremtiden, kan systemet relativt enkelt oppgraderes ved installasjon av ytterligere vindturbiner og/eller dieselgeneratorer. Ved kraftig reduksjon i energiforbruk på øya vil nettselskapet oppleve større tap enn for scenario 1. Dette kommer av at investeringskostnadene knyttet til vindturbinene og styringssystemet er så store som de er.

Hybridscenarioet vil i likhet med dieselscenarioet medføre behov for minimum én arbeidsplass på Myken. Dette representerer en mulighet for de fastboende på Myken, samtidig som det kan være en byrde for nettselskapet ved at det setter krav til personell som kan operere/vedlikeholde systemet til enhver tid. Dette øker derfor det totale risikobildet ved prosjektet for nettselskapet.

15.4.3. Oppsummering scenario 3

Det er knyttet en rekke negative konsekvenser til gjennomføring av scenario 3. De største negative konsekvensene må sannsynligvis tillegges de lokale miljøpåvirkningene, nødvendigheten av arbeidende personell, lokal og global forurensning fra dieselgeneratoren og usikkerheten rundt den fremtidige fastboende befolkningen. Usikkerheten rundt befolkningsgrunnlaget på Myken vurderes som den største negative siden ved hybridscenarioet. Dette kommer av at kostnadsbildet for hybridscenarioet er motsatt av det for dieselscenarioet, med svært høye investeringskostnader og

lave driftskostnader. Med andre ord er hybridscenarioet i mye større grad avhengig av en fastboende befolkning og fritidsbefolkning med et høyt energiforbruk.

Det er likevel også knyttet en rekke positive konsekvenser og aspekter til scenarioet. For det første vil scenarioet kunne vise seg å være en modell og database for andre øyer og lokalsamfunn, som befinner seg i en sammenliknbar situasjon. Myken som modell kan representere en teknologisk nytenkning som kan tiltrekke seg samarbeidspartnere innen bedrifter og organisasjoner med interesse for teknologien og fagfeltet, som dermed kan redusere de totale kostnadene ved prosjektet. Scenarioet vil relativt enkelt åpne for hydrogenproduksjon og hydrogenlagring for å sikre et fullstendig selvforsynt lokalsamfunn. Selv om dette for tiden er en kostbar teknologi, kan den i fremtiden vise seg å bli mer aktuell.

I beregningene og simuleringene har all overflødig kraftproduksjon blitt tilskrevet null verdi. I virkeligheten kan tilgang på billig dumpet energi og varme kunne åpne for etablering av industri eller virksomheter på Myken. Dette vil i så fall peke i positiv retning, både for befolkningen på Myken i form av mulige arbeidsplasser, og for nettselskapet i form av ytterligere omsatt energi.

De unike mulighetene til å basere kraftproduksjon på opp mot 70 % ren, fornybar vindkraft, og at Myken kan fungere som modell for andre lokalsamfunn er en viktig grunn til at hybridscenarioet anbefales som det beste scenarioet for elektrisitetsforsyning av Myken. Det trekkes også frem at nåverdiberegningene har gitt omtrent likeverdige resultater for hybridsystemet som dieselkraftsystemet. Dette betyr at øya kan forsynes med elektrisitet over en dobbel så lang tidsperiode, for omtrent den samme kostnaden. Resultatene viser dessuten at LCOE for hybridscenarioet er klart minst av de undersøkte scenarioene. Inntektene vil samtidig være de høyeste pr enhet solgte energi, takket være salget av elsertifikater.

Alt i alt er det vurdert at hybridscenarioet er det beste alternativet for elektrisitetsforsyning av Myken når den eksisterende sjøkabelen må erstattes.

15.5. Forbruksdata Myken

Det kjente datamaterialet over forbruksdata på Myken var gitt fra nettselskapet i en oppløsning på én måned. Dette gjorde datamaterialet vanskelig å benytte i analyser av hvordan lokal vindkraftproduksjon kunne forsyne det, til en hver tid, umiddelbare forbruksbehovet på Myken. For å muliggjøre analyser sammenlikninger av vindkraftproduksjon og forbruksdata over et år, var det nødvendig å estimere forbruk med en høyere oppløsning på Myken. Til dette formålet ble forbruksdata fra øya Givær benyttet. Det er antatt at dagsforbruket på Myken vil følge dagsforbruket på Givær til en hver tid, kun skalert opp med en proporsjonalitetsfaktor. Proporsjonalitetsfaktoren er

definert for hver av de tolv månedene i året, for å gi en så presis estimering som mulig. Fremgangsmåten er vurdert som tilfredsstillende for å beskrive et typisk forbruksmønster, selv om det virkelige forbruksmønsteret sannsynligvis vil være ganske annerledes. For oppgavens hensikt er det likevel vurdert å kunne gi tilfredsstillende datamateriale for sammenlikning med vindkraftproduksjonen. En viktig grunn til å hevde dette er at det totale forbruket ved sammenlikningsmetoden er lik det reelle forbruket på Myken. For videre utredning av mulig lokal elektrisitetsforsyning bør det eventuelt gjøres mer nøyaktige målinger av forbruk på Myken. Dette kan gi bedre estimater på kompatibiliteten med vindkraftproduksjon.

Forbruksdata med oppløsning på én time for Givær er kun kjent for året 2013. Dette datasettet er deretter benyttet til å beregne vindkraftpenetrasjon og dieselkraftpenetrasjon for alle årene, 2004-2013. Selv om dette er antatt å være tilfredsstillende til å beregne de store mønstrene, ligger det usikkerhet i til hvilken grad forbruk avhenger av vindhastighet. Dersom det er en sterk avhengighet med vindhastighet vil forbruksdata for 2013 være unøyaktig for de andre årene.

En av de store ulempene ved forbruksdata for Myken i oppgaven, er at disse kun er gitt for en periode på de tre siste hele årene, 2011-2013. Få observasjoner fører til stor usikkerhet rundt svingninger i forbruk. Før eventuelle utbedringer for kraftsystemet iverksettes bør forbruksdata lenger tilbake i tid undersøkes i større grad enn det som er gjort i denne oppgaven. Det bør dessuten gjøres bedre analyser av forventet forbruk i fremtiden. I oppgaven er det blitt antatt at forbruket i opp til 50 år fremover i tid vil være konstant og likt gjennomsnittet av de siste tre års forbruk. Det vil være en overhengende stor sannsynlighet for at dette vil være langt fra sannheten. Selv om det kun er tiden som vil vise hvordan forbruket i virkeligheten vil se ut, har det blitt foretatt sensitivitetsanalyser for å avdekke hvordan endringer i fremtidig forbruk vil forandre beslutningstakingen rundt valg av scenario. Sensitivitetsanalysen har vist at endringer i forbruk i fremtiden…

15.6. Vindressurs og vindkraftestimater

Vindanalysene har benyttet den meteorologiske bakkestasjonen på Myken som primærkilde for vinddata. Meteorologiske bakkestasjoner med målinger i 10m høyde over bakkenivå vil vanligvis ikke kvalifisere til å gi tilfredsstillende anslag for vindressurser og vindkraftproduksjon i profesjonelle miljøer. For å styrke vindmålingene fra den meteorologiske bakkestasjonen har vinddata fra profesjonelt vindmålingsutstyr i 59,5m høyde over bakken på Vardøya innhentet. Vindmålinger på Vardøya er gjort av Kjeller Vindteknikk på oppdrag for Nord-Norsk Havkraft AS for estimering av vindkraftproduksjon i en eventuell vindpark i området. Vindmålingene på Vardøya antas å være sammenliknbare, med tanke på øyas plassering på kysten og den relativt korte avstanden mellom

Myken og Vardøya på omtrent 20 km. Målingene fra den meteorologiske stasjonen på Myken antas etter sammenlikning med vinddata fra Vardøya å være tilfredsstillende for oppgavens hensikt. Det virker hevet over en hver tvil at vindressursene på Myken er svært gode. Dette begrunnes med bakgrunn i flere kilder. For det første viser de analyserte data fra den meteorologiske bakkestasjonen en gjennomsnittlig vindhastighet på 8,1 m/s i 10 m høyde over bakkenivå på Myken. Rapporten for produksjonsestimater på Vardøya [29] av Kjeller Vindteknikk viser sammenliknbare resultater for en øy i nærheten med sammenliknbar geografi. I tillegg viser data fra den nasjonale vindressursundersøkelsen for NVE i 2009 [82] forventede vindhastigheter på Myken mellom 8,0 og 8,5 m/s.

Vinddatamaterialet som er innhentet fra den meteorologiske bakkestasjonen på Myken har en høy gjengivelsesprosent, som vist i tabell 5.1. Disse antas som tilfredsstillende til å beskrive vindressursene på Myken på en god måte. Timesmålinger av vinddata på spesifikke datoer er konsekvent blitt erstattet med data av tilsvarende klokkeslett og dato fra det foregående året.

En av de kraftigste antagelsene i hele oppgaven er å anta at vindhastigheten som er målt hver 6. time vil være gjeldene i den timen der målingen er gjort, samt de neste fem timene, før en ny middelvindhastighet måles. Vindhastighet varierer i stor grad, og vil variere fra minutt til minutt og sekund til sekund. Antagelsen vil føre til troverdige data for vindhastighet over lang tid, men vil kanskje ikke plukke opp nok informasjon rundt kortsiktige variasjoner i vindhastighet. Grunnet mangel på vinddata av høyere oppløsning enn hver 6. time var antagelsen nødvendig.

Ved eventuelt videre utforskning av mulighet for å installere et hybridkraftsystem på Myken, kan det installeres vindmålere i høyere høydelag. Dette vil gi enda bedre vindresultater, og gir mulighet for enda bedre vindproduksjonsestimater. Spesielt viktig vil innsamling av vinddata av høyere oppløsning enn det i dag tilgjengelige datamaterialet være viktig for å kunne si noe om de naturlige variasjonene i vindhastighet på Myken.

15.7. Batterier og kraftelektroniske komponenter i scenario 3

15.7.1. Bidrag fra batterier

Simuleringene og resultatene for bidrag fra batteriene i hybridsystemet viser i hovedtrekk at antall oppstarter og antall tomgangstimer for dieselgeneratorene i hybridsystemet reduseres med økt lagringskapasitet. Som forventet vil også økt lagringskapasitet føre til et økt energibidrag fra batteriene.

I scenario 3 melder det seg en rekke andre usikkerhetsmomenter ved beregningene rundt effekten av batterienes lagringskapasitet på hybridsystemet. Simuleringer og beregninger gjort for ulike

former for bidrag fra batteriene har vist seg å være svært avhengige av tidsoppløsningen på vinddata som er benyttet under simuleringene.

Resultatene viser at ved å øke tidsoppløsningen på vinddata fra 6 timer til 10 minutter for året 2012, økte antall oppstarter ved 20 kWh lagringskapasitet fra 208 til 714 per år. Den samme endringen førte til neglisjerbare endringer i antall tomgangstimer. Det kan konkluderes med at en oppløsning på vinddata på 6 timer er for dårlig til å estimere antall oppstarter og tomgangstimer for dieselgeneratoren i det undersøkte hybridsystemet. Høyere oppløsning virker å øke antall oppstarter og antall tomgangstimer for dieselgeneratorene. Med bakgrunn i resultatene er det forventet at en økt oppløsning på forbruksdata vil gi opphav til de samme tendensene. Resultatene som er fremkommet under simuleringene er med den nåværende kvaliteten vanskelig å benytte til å lage gode anbefalinger for optimale lagringskapasitet. Valget av batterilagringskapasitet på 40 kWh i scenario 3 kan derfor ikke styrkes gjennom de utførte simuleringene, men hviler på erfaringer fra eksisterende hybridsystemer.

Selv om tendensene som fremkommer i analysen inneholder verdifull informasjon, og bekrefter resultatene fra andre rapporter, vurderes de tallmessige resultatene som fremkommer i analysen til å være for lite troverdige til å trekke gode konklusjoner. For å optimere lagringskapasiteten til batteriene som skal benyttes i et slikt hybridsystem må en rekke faktorer vurderes. Økt energibidrag og et økt antall sykluser et batteri utsettes for vil påvirke levetiden til batteriet, og dermed kostnaden knyttet til reinvestering av batterier. Økt bidrag vil likevel også føre til reduksjon i dieselforbruk, tomgangstimer og antall oppstarter for dieselgeneratorene, som medfører reduserte driftskostnader. For å oppnå en god balanse mellom kostnader knyttet til batterier og dieselgeneratorer kreves det et avansert styringssystem, der parameterne som bestemmer hvor ofte batteriene skal kobles inn eller ikke er optimert.

Figur 13.7 viser viktigheten av gode styringsparametere, der batteriet benyttes for å redusere dieseloppstarter, men ikke har nok energi til å forsyne hybridsystemet med den påkreve energien i lang nok tid, slik at dieselgeneratoren må starte opp likevel. Bedre parametere for styring av batteriene kan kanskje redusere hyppigheten av liknende situasjoner. Styringsprogrammet i hybridsystemet i Wales, Alaska benytter statistiske analyser i sin kontinuerlige kontroll av kraftsystemet. Dersom liknende statistiske analyser kan benyttes på kraftforbruk, effektproduksjon fra vindturbinen og prognoser for vind, kan kanskje disse forlengede dippene i vindkraftproduksjon forutsees til en viss grad, og antall utladingssykluser for batteriet kan reduseres. Dette er likevel noe som krever nøyere undersøkelser for å kunne si noe om.

15.7.2. Kostnad knyttet til kraftelektroniske komponenter

De estimerte kostnadene ved de kraftelektroniske komponentene som er benyttet i det designede hybridsystemet er gjort gjennom grove, personlige vurderinger av kostnader. Kostnadsestimatene er i så måte unøyaktige, og ikke tilfredsstillende for en reell utbygging av scenarioet. Videre undersøkelser må anskaffe reelle kostnader knyttet til både investering og drift av disse komponentene.

De estimerte kostnadene knyttet til investeringer og årlig drift av batterier er på henholdsvis 50 000 kr og 25 000 kr. Investeringskostnaden er antatt å være tilstrekkelig til å installere en batterilagringsenhet på 40 kWh. De årlige driftskostnadene er nok til å skifte batteripakkene annen hvert år. Antallet sykluser som kommer frem under simuleringene ved vinddata med oppløsning på 10 min, peker likevel i retning av at antall utladinger kan komme til å overstige 1000 ganger i året. Dersom dette er tilfelle, må kostnadene knyttet til drift av batterier økes, eller antall utladinger av batteriene må reduseres ved å endre styringsparametere for batteriene.

16. KONKLUSJON

Oppgaven har konkludert med at det finnes svært gode vindressurser på Myken, med en gjennomsnittlig vindhastighet i 10 meter over bakkenivå på 8,1 m/s. Vindturbinen WTN250 er beregnet å få en gjennomsnittlig årlig kraftproduksjon på omtrent 860 MWh, tilsvarende en brukstid på 3430 timer og en kapasitetsfaktor på 39 %. Den gjennomsnittlige vindkraftpenetrasjonen i det undersøkte hybridsystemet har blitt beregnet til over 66 %.

Beregninger og simuleringer blitt gjort for de tre scenarioene, dieselkraftsystem, ny sjøkabel og hybridsystem. Resultatene har vist at et dieselkraftsystem og et hybridsystem vil være omtrent likeverdige ut fra en nåverdibetraktning. LCOE-beregninger har likevel vist at hybridsystemet har vist seg å gi opphav til klart lavere kostnader pr enhet produserte energi i løpet av systemets forventede levetid. Sjøkabelscenarioet har vist seg å være det dyreste, både i form av netto nåverdi og LCOE, av de undersøkte alternativene. En helhetsvurdering av de ulike scenarioene har vist at hybridsystemet er det beste alternativet til elektrisitetsforsyning av Myken, dersom man antar at det vil opprettholdes en fastboende befolkning på Myken lenger enn 10 år frem i tid fra prosjektets inngående fase.

Simuleringer av det tredje scenarioet har vist at den optimale verdien for totalt installert vindkraftkapasitet på øya er 275 kW, enten i form av én eller flere vindturbiner. Det konkluderes med at vindturbinen WTN250 av Windtechnik Nord, levert av Wind Energy Nordic AS, vil være et godt alternativ som vindturbin til et hybridsystem på Myken.

Det er ut fra resultatene for påvirkning av batterilagringskapasitet forventet at antall oppstarter og tomgangskjøring vil øke med økt oppløsning på forbruks- og vinddata. Videre utredninger rundt hybridscenarioet bør derfor søke å undersøke hvordan forbruks- og vinddata av ytterligere høyere oppløsning påvirker resultatet. Samtidig er det vist at antall oppstarter og tomgangstimer for dieselgeneratorer i kraftsystemet vil reduseres vesentlig ved å benytte lagring i systemet.

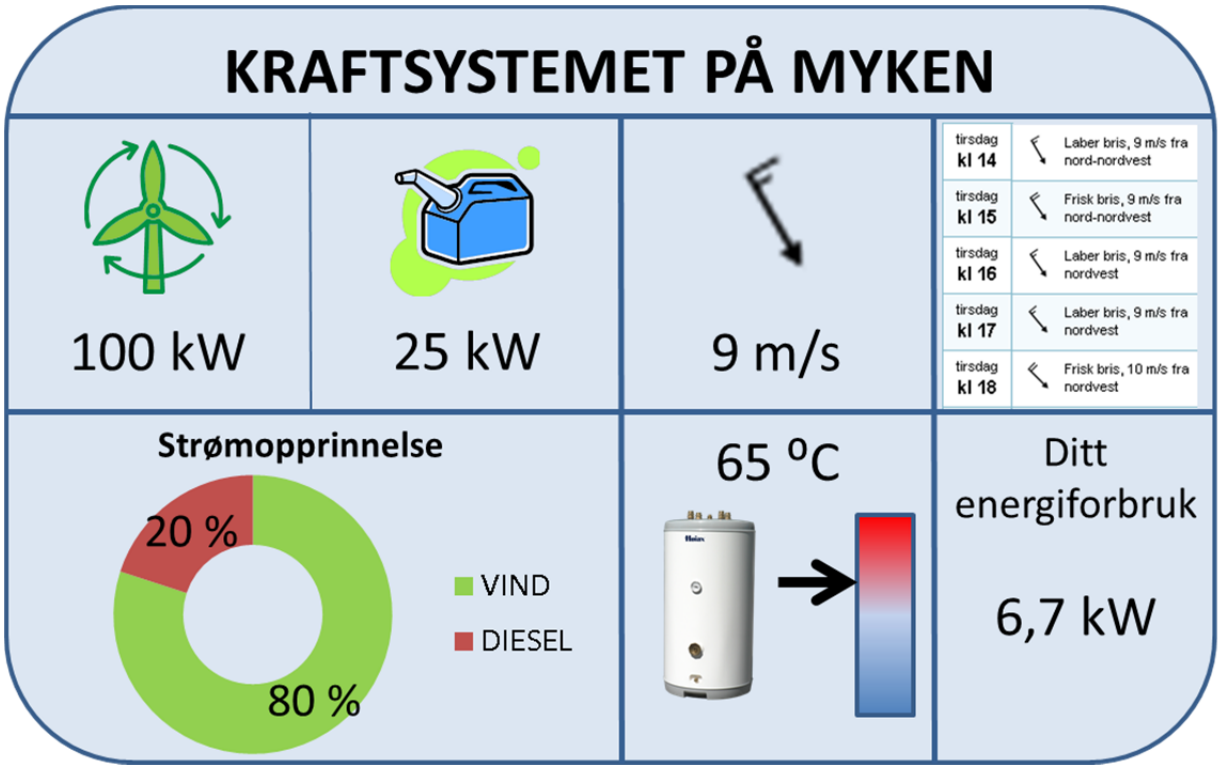
17. Tanker om et fremtidig hybridsystem og videre arbeid

17.1. Endrede forbruksvaner

Som nevnt i oppgaven kan Myken med et funksjonelt hybridsystem kunne være en modell for lokalsamfunn der all elektrisitetsproduksjon har sitt opphav i lokal energiproduksjon. Resultatene fra det undersøkte hybridsystemet på Myken viser at selv områder med svært gode fornybare ressurser, vil få et høyt klimagassutslipp og et stort forbruk av diesel, dersom diesel brukes i kombinasjon med fornybar energiproduksjon. Med andre ord er det sterkt behov for å øke den fornybare andelen for at slike selvforsynte lokalsamfunn skal være et mål i seg selv.

Et av tiltakene for å øke vindkraftpenetrasjonen som ble nevnt i oppgaven, var gjennom øke bevisstgjøring rundt energiforbruket blant kundene på øya. Et forslag var å samle informasjon rundt energiforbruk, produksjon i de ulike produksjonsenhetene og vindprognoser for øya. Et forslag til en slik applikasjon er vist i figur 16.1.

Tanken bak applikasjonen er å endre kundenes forbruksvaner ved at de aktivt kan gjøre en innsats for å redusere utslippet fra dieselgeneratorene.



Figur 17.1: Figuren viser et forenklet forslag til hvordan en applikasjon med oversikt over diverse data over energiforbruk og energiproduksjon på Myken kunne sett ut. I applikasjonen er det også foreslått å inkludere temperaturen på varmtvannstanken, og prognoser for vindhastigheten de neste timene.

18. Referanser

[1] T. M. Hoff, *Personlig samtale,* 2014.

[2] R. Hunter og G. Elliot, Wind-Diesel Systems, 1. red., Cambridge: Cambridge University Press, 1994.

[3] Olje- og Energidepartementet, «Vi bygger Norge - om utbygging av strømnettet,» 2011. [Internett]. Available: http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/2011-2012/meld-st-14-20112012/2/5.html?id=673827. [Funnet 11 04 2014].

[4] R. R. Bore, «Hundre års ensomhet,» Statistisk Sentralbyrå, Oslo, 2005.

[5] NVE, «Økonomisk regulering av nettselskap,» 2013. [Internett]. Available: http://www.nve.no/no/Kraftmarked/Regulering-av-nettselskapene/. [Funnet 19 02 2014].

[6] Lovdata, «Energiloven,» 1990. [Internett]. Available: http://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50. [Funnet 23 04 2014].

[7] NVE, «Veileder om fritak for leveringsplikt,» NVE, Oslo, 1999.

[8] SDMO, «J77K Diesel Genset,» SDMO, Brest, n.d..

[9] U.S. Department of Energy, «Appendix A: Lower and Higher Heating Values of Gas, Liquid and Solid Fuels,» 2011. [Internett]. Available: http://cta.ornl.gov/bedb/appendix_a/Lower_and_Higher_Heating_Values_of_Gas_Liquid_and_Solid_Fuels.pdf. [Funnet 21 02 2014].

[10] H. G. Beyer, T. Degner og H. Gabler, «Operation Behaviour of Wind Diesel Systems Incorporating Short-Term Storage: An Analysis via Simulation Calculations,» Elseviewer Science Ltd, 1995.

[11] Center for Electromechanics, The University of Texas at Austin, «Green Naval Ships,» n.d.. [Internett]. Available: https://www.utexas.edu/research/cem/Green_ship_pages/Diesel_generator_set.html. [Funnet 29 04 2014].

[12] U.S. Energy Information Administration, «What is a capacity factor,» 2013. [Internett]. Available: http://www.eia.gov/tools/faqs/faq.cfm?id=187&t=3. [Funnet 31 01 2014].

[13] Statkraft, «Smøla vindpark,» 2011. [Internett]. Available: http://www.statkraft.no/Images/Faktaark%20Sm%C3%B8la%20vindpark_tcm10-17663.pdf. [Funnet 31 01 2014].

[14] NVE, «Vindkraftproduksjon 2012,» 02 2013. [Internett]. Available: http://webby.nve.no/publikasjoner/rapport/2013/rapport2013_13.pdf. [Funnet 31 01 2014].

[15] Fornybar.no, «Vindkraft - 3. Produksjon og marked,» n.d.. [Internett]. Available: http://fornybar.no/vindkraft/produksjon-og-marked. [Funnet 11 03 2014].

[16] Roland Berger, «Offshore wind towards 2020,» 2013.

[17] Olje- og Energidepartementet, «Energi- og kraftbalansen mot 2020,» 1998. [Internett]. Available: http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/NOU-er/1998/NOU-1998-11/24/3.html?id=349211. [Funnet 21 04 2014].

[18] T. Ericson og B. Halvorsen, «Hvordan varierer timeforbruket av strøm i ulike sektorer,» SSB, Oslo, 2008.

[19] M. O. L. Hansen, «2-D Aerodynamics,» i *Aerodynamics of Wind Turbines*, London, Earthscan, 2008, pp. 7 - 10.

[20] Vindportalen.no, «Teknologi,» 2014. [Internett]. Available: http://www.vindportalen.no/teknologi.aspx. [Funnet 21 03 2014].

[21] Vindportalen.no, «Vindturbiner,» 2014. [Internett]. Available: http://www.vindportalen.no/teknologi/vindturbiner.aspx. [Funnet 21 03 2014].

[22] The Scottish Government, «Planning for Micro Renewables Annex to PAN 45 Renewable Energy Technologies,» 10 2006. [Internett]. Available: http://www.scotland.gov.uk/Publications/2006/10/03093936/2. [Funnet 29 04 2014].

[23] T. Wildi, «Chapter 13 Three-Phase Induction Machines,» i *Electrical machines, drives and power systems*, New Jersey, Pearson Education Inc., 2006, pp. 263-306.

[24] J. Twidell og T. Weir, Renewable Energy Resources, 2 red., Oxon: Taylor & Francis, 2006.

[25] M. O. L. Hansen, Aerodynamics of wind turbines, 2 red., London: Earthscan, 2008.

[26] MathWorks, «wblfit,» 2014. [Internett]. Available: http://www.mathworks.se/help/stats/wblfit.html. [Funnet 16 04 2014].

[27] MathWorks, «wblpdf,» 2014. [Internett]. Available: http://www.mathworks.se/help/stats/wblpdf.html. [Funnet 16 04 2014].

[28] R. Kravik, Y. Ydersbond, K. Harstveit og L. Tallhaug, «Vardøya, Træna, Norway Production Estimate for proposed wind farm,» Kjeller Vindteknikk, Kjeller, 2009.

[29] Meteorologisk Institutt, «Observasjonstjenester,» n.d.. [Internett]. Available: http://www.met.no/Om_oss/Organisasjon/Meteorologi-_og_klimadivisjonen/Observasjonstjenester/. [Funnet 17 03 2014].

[30] Meteorologisk Institutt, «Hvordan bruke eKlima,» n.d.. [Internett]. Available: http://sharki.oslo.dnmi.no/Help/start/start_no.html. [Funnet 17 03 2014].

[31] J. Twidell og T. Weir, «Power from the wind,» i *Renewable Energy Sources*, 2 red., Oxon, Taylor & Francis, 2006, pp. 263-323.

[32] The Swiss Wind Power Data Website, «Wind Profile Calculator,» n.d.. [Internett]. Available: http://wind-data.ch/tools/profile.php?lng=en. [Funnet 17 02 2014].

[33] I. Baring-Gould og M. Dabo, «Technology, Performance, and Market Report of Wind-Diesel Applications for Remote and Island Communities,» National Renewable Energy Laboratory,

Golden, CO, 2009.

[34] Statoil, «Blikket vendt mot Utsira,» 2009. [Internett]. Available: http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/News/2001/Pages/BlikketVendtMotUtsira.aspx. [Funnet 29 01 2014].

[35] Utsira Kommune, «Energi,» 2009. [Internett]. Available: http://www.utsira.kommune.no/tema/natur-og-miljo/energi/. [Funnet 29 01 2014].

[36] Ø. Ulleberg, T. Nakken og A. Eté, «The wind/hydrogen demonstration system at Utsira in Norway: Evaluation of system performance using operational data and updated hydrogen energy system modelling tools,» International Journal of Hydrogen Energy 35, 2010.

[37] Olje- og Energidepartmentet, «Endringer i energiloven,» 2013. [Internett]. Available: http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/prop/2012-2013/prop-113-l-20122013/3/2.html?id=721982. [Funnet 31 01 2014].

[38] Olje- og Energidepartementet, «Prop. 113 L,» 2013. [Internett]. Available: http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/prop/2012-2013/prop-113-l-20122013.html?id=721969. [Funnet 12 02 2014].

[39] Lovdata, «Forskrift om leveringskvalitet i kraftsystemet,» 2004.

[40] S. Drouilhet og M. Shirazi, «Wales, Alaska High-Penetration Wind-Diesel Hybrid Power System,» NREL, Golden, Colorado, 2002.

[41] I. Baring-Gould og R. Robichaud, «Analysis of the Use of Wind Energy to Supplement the Power Needs at McMurdo Station and Amundsen-Scott South Pole Station, Antarctica,» National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2005.

[42] R. Dell og D. Rand, Understanding Batteries, 1 red., Cambridge: The Royal Society of Chemistry, 2001.

[43] Lovdata, *Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet,* Oslo: Lovdata, 2002.

[44] R. Hunter og G. Elliot, «Designing a system,» Cambridge, Cambridge University Press, Wind-Diesel Systems, pp. 119-120.

[45] M. Shirazi og S. Drouilhet, «An Analysis of the Performance Benefits of Short-Term Energy Storage in Wind-Diesel Hybrid Power Systems,» National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 1997.

[46] rorbuidyll.com, «Litt om Givær,» n.d.. [Internett]. Available: http://www.rorbuidyll.com/57605965. [Funnet 18 02 2014].

[47] Mørebunkers, «Mineraloljeavgift 2014,» 2014. [Internett]. Available: http://www.morebunkers.no/index.php?id=51. [Funnet 18 02 2014].

[48] H. V. Torbergsen, Interviewee, *Epostkorrespondanse med Leder for Distribusjonsnett i Nordlandsnett AS.* [Intervju]. 17 02 2014.

[49] Nordlandsnett AS, «Nettleie 2013,» 17 12 2012. [Internett]. Available: http://www.nordlandsnett.no/?ac_id=330&ac_parent=203. [Funnet 18 02 2014].

[50] Lovdata, «Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer,» 1999. [Internett]. Available: http://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/1999-03-11-302. [Funnet 11 03 2014].

[51] NVE, «Nettleie,» n.d.. [Internett]. Available: http://www.nve.no/no/kraftmarked/forbrukersider/nettleie1/. [Funnet 12 02 2014].

[52] Rødøy Lurøy Kraftverk AS, «Informasjon om leveringsplikt,» n.d.. [Internett]. Available: http://www.rlknett.no/leveringsplikt/category287.html. [Funnet 21 03 2014].

[53] NVE, «Forbrukerinformasjon - strøm,» 2008. [Internett]. Available: http://www.nve.no/forbrukersider. [Funnet 28 03 2014].

[54] Nord Pool Spot, «Elspot Prices,» 2013. [Internett]. Available: http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Hourly/. [Funnet 21 03 2014].

[55] Olje- og Energidepartementet, «Elsertifikatordningen,» 2014. [Internett]. Available: http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/tema/energi_og_vannsressurser/elsertifikater.html?id=517462. [Funnet 12 02 2014].

[56] NVE, «Elsertifikater,» n.d.. [Internett]. Available: http://www.nve.no/no/kraftmarked/elsertifikater/. [Funnet 12 02 2014].

[57] Norwegian Energy Certificate System, Statnett, «Rapporter elsertifikater\Pris,» 2014. [Internett]. Available: http://necs.statnett.no/WebPartPages/AveragePricePage.aspx. [Funnet 23 04 2014].

[58] Vestas, «V164-8.0 MW® at a Glance,» 2014. [Internett]. Available: http://vestas.com/en/products_and_services/turbines/v164-8_0-mw#!related-products. [Funnet 07 03 2014].

[59] Vestas, «Products and services - turbines,» 2014. [Internett]. Available: http://vestas.com/en/products_and_services/turbines#!2mw-platform. [Funnet 07 03 2014].

[60] S. Krohn, P.-E. Morthorst og S. Awerbuch, The Economics of Wind Energy, Bruxelles: EWEA, 2009.

[61] Vindportalen.no, «Kostnader og investering,» n.d.. [Internett]. Available: http://www.vindportalen.no/oekonomi/kostnader-og-investering.aspx. [Funnet 13 02 2014].

[62] SSB, «Sal av petroleumsprodukt,» 2014. [Internett]. Available: https://www.ssb.no/statistikkbanken/SelectVarVal/Define.asp?MainTable=PetroleumSalg5&KortNavnWeb=petroleumsalg&PLanguage=0&checked=true. [Funnet 13 03 2014].

[63] SSB, «Konsumprisindeksen,» 2014. [Internett]. Available: https://www.ssb.no/statistikkbanken/selectvarval/Define.asp?subjectcode=&ProductId=&MainTable=KPI&nvl=&PLanguage=0&nyTmpVar=true&CMSSubjectArea=priser-og-

prisindekser&KortNavnWeb=kpi&StatVariant=&checked=true. [Funnet 13 03 2014].

[64] REA, «What is LCOE,» 2014. [Internett]. Available: http://www.renewable-energy-advisors.com/learn-more-2/levelized-cost-of-electricity/. [Funnet 13 02 2014].

[65] IEA, «Project cost of generating electricity,» International Energy Agency, Paris, 2010.

[66] A. Dale og L. Husabø, «Økonomiske utsikter for norsk landbasert vindkraft,» NHH, Bergen, 2013.

[67] NVE, «Anleggskonsesjon for vindkraftverk med installer effekt \<=10 MW,» n.d.. [Internett]. Available: http://www.nve.no/Global/Konsesjoner/Vindkraft/Rapporter%20og%20veiledere/Veileder%20vindkraftverk%20tom%2010%20MW.pdf. [Funnet 21 04 2014].

[68] NVE, «Lover og regler,» 2009. [Internett]. Available: http://www.nve.no/no/Konsesjoner/Vindkraft-2/Lover-og-regler/. [Funnet 24 04 2014].

[69] M. Gaustad, Interviewee, *Personlig epostkorrespondanse.* [Intervju]. 02 04 2014.

[70] Ø. Tvedt, Interviewee, *Personlig epostkorrespondanse.* [Intervju]. 07 03 2014.

[71] Danvest, «Company Profile,» 2014. [Internett]. Available: http://www.danvest.com/company-profile.pp. [Funnet 06 03 2014].

[72] Danvest, «Wind Energy,» n.d.. [Internett]. Available: http://www.danvest.com/wind-energy.pp. [Funnet 07 03 2014].

[73] European Wind Energy Association, «The Economics of Wind Energy,» 2009.

[74] Danvest, «Danvest Hybrid Wind Diesel – System Introduction,» Januar 2013. [Internett]. Available: http://www.danvest.com/documenten/Danvest%20Hybrid%20Wind%20Diesel%20-%20System%20Introduction%20(v1.3).pdf. [Funnet 07 03 2014].

[75] M. Gulstad, Interviewee, *Personlig epostkorrespondanse.* [Intervju]. 18 03 2014.

[76] O. Dalsbotten, Interviewee, *Personlig epostkorrespondanse.* [Intervju]. 21 03 2014.

[77] Ø. Byrkjedal, E. Åkervik og Kjeller Vindteknikk, «Vindkart for Norge,» NVE, Oslo, 2009.

[78] Kjeller Vindteknikk, «Vindkart for Norge, Kartbok 1c, Årsmiddelvind i 50m høyde,» NVE, Oslo, 2009.

[79] NVE, «Små kraftverk,» NVE, 2012.

[80] WindEn, «WindEn 45,» 2013. [Internett]. Available: http://www.winden.se/produkter/winden-45/browse/2/article/nationella-vind-2013.html. [Funnet 31 01 2014].

[81] Hardy Diesel Generators, «Diesel Generators 120-250 kW,» 2013. [Internett]. Available: http://www.hardydiesel.com/diesel-generators-120-250-kw.html. [Funnet 13 02 2014].

[82] Multiconsult, «Kostnadsstudie, Solkraft i Norge 2013,» Oslo, 2013.

[83] SDMO, «J77K Diesel Genset,» n.d.. [Internett]. Available: http://www.sdmo.com/EN/Products/PPR/Power-gen-products/J77K#data1. [Funnet 18 02 2014].

[84] w-equipment, «Generators,» 2014. [Internett]. Available: http://www.w-equipment.com/electrical-lighting/generators-5803.html. [Funnet 18 02 2014].

[85] Kjeller Vindteknikk, «Vindkart for Norge, Kartbok 4a: Produksjon i 80 m høyde, fullasttimer.,» NVE, Oslo, 2009.

[86] Cummins Power, «Generator set data sheet DGDB 100 kW standby 90 kW prime,» 2008. [Internett]. Available: http://www.cumminspower.com/www/common/templatehtml/technicaldocument/SpecSheets/Diesel/na/d-3425.pdf. [Funnet 21 02 2014].

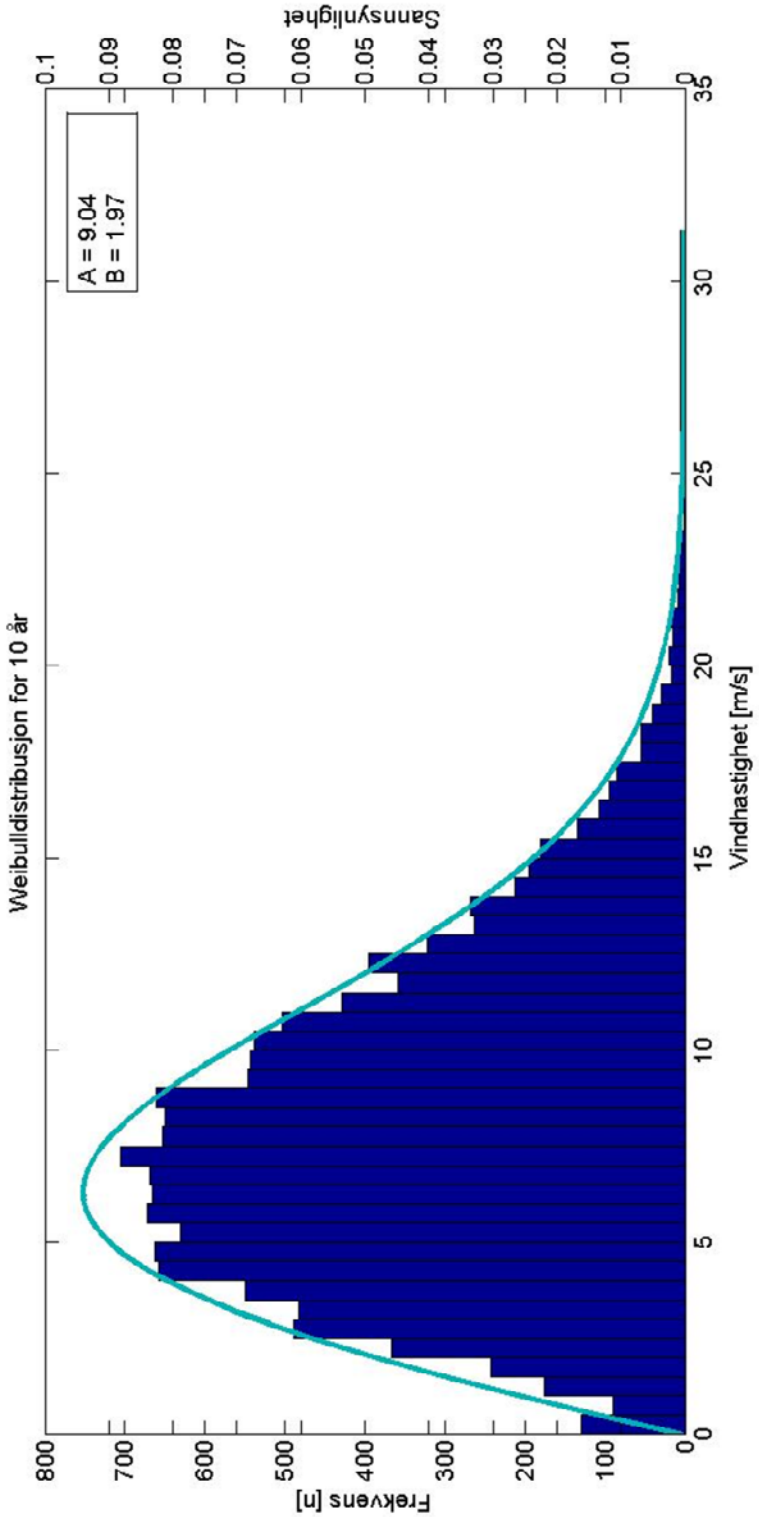
[87] Hardy Diesel, «Model: HDJW 255 T6,» n.d.. [Internett]. Available: http://www.hardydiesel.com/john-deere-generators/dl/john-deere-generator-hdjw-225-t6.pdf. [Funnet 13 03 2014].

[88] Wind Energy Nordic AS, «FAQ,» 2013. [Internett]. Available: http://wen-as.webnode.com/faq-/. [Funnet 27 03 2014].

[89] T. S. Bhatti, A. A. F. Al-Ademi og N. K. Bansal, «Load Frequency Control of Isolated Wind Diesel Hybrid Power Systems,» Energy Convers. Mgmt, 1997.

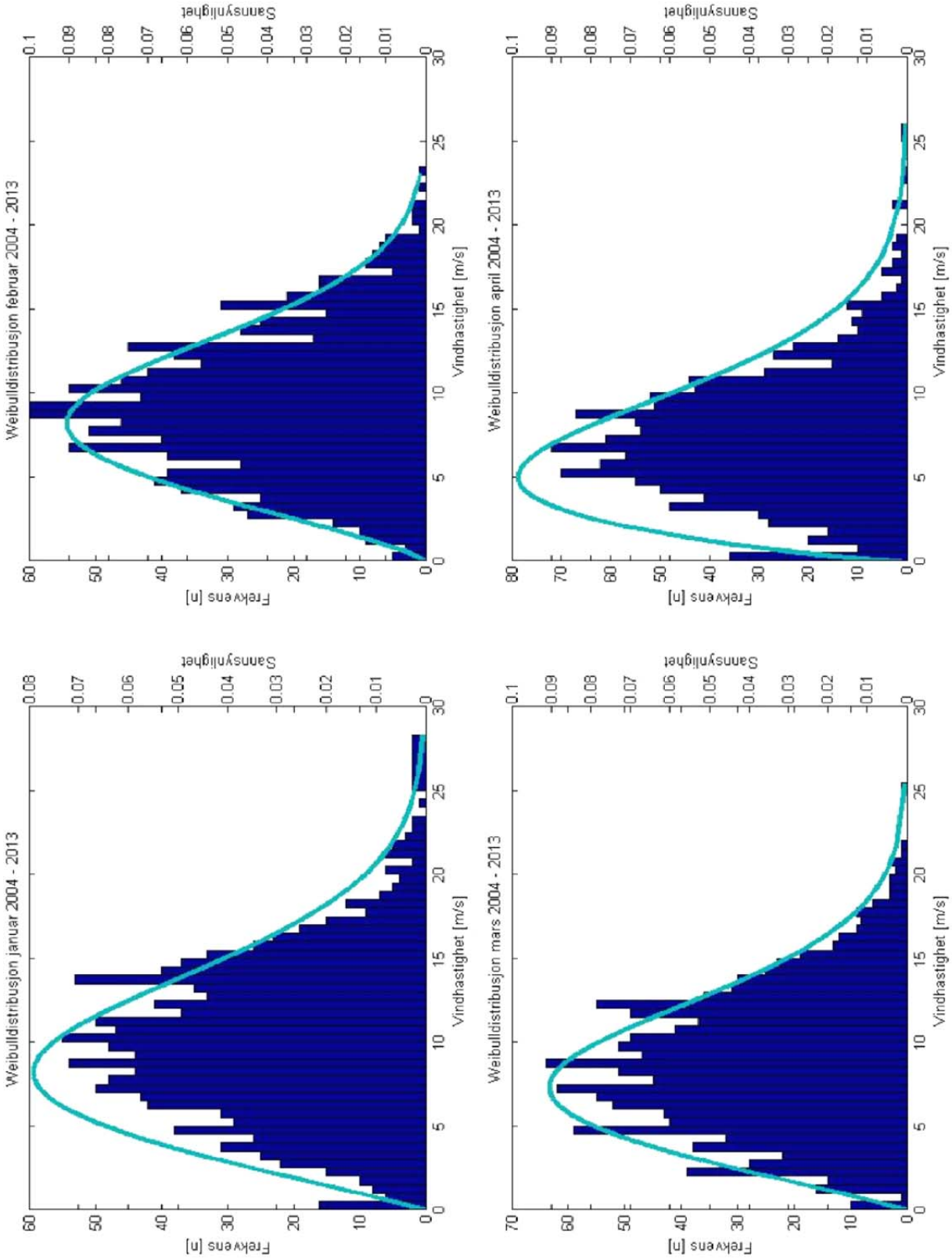
[90] J. Twidell og T. Weir, «Hydro-power,» i *Renewable Energy Resources*, Oxon, Taylor & Francis, 2006, p. 237.

Vedlegg A – VINDRESSURSER PÅ MYKEN

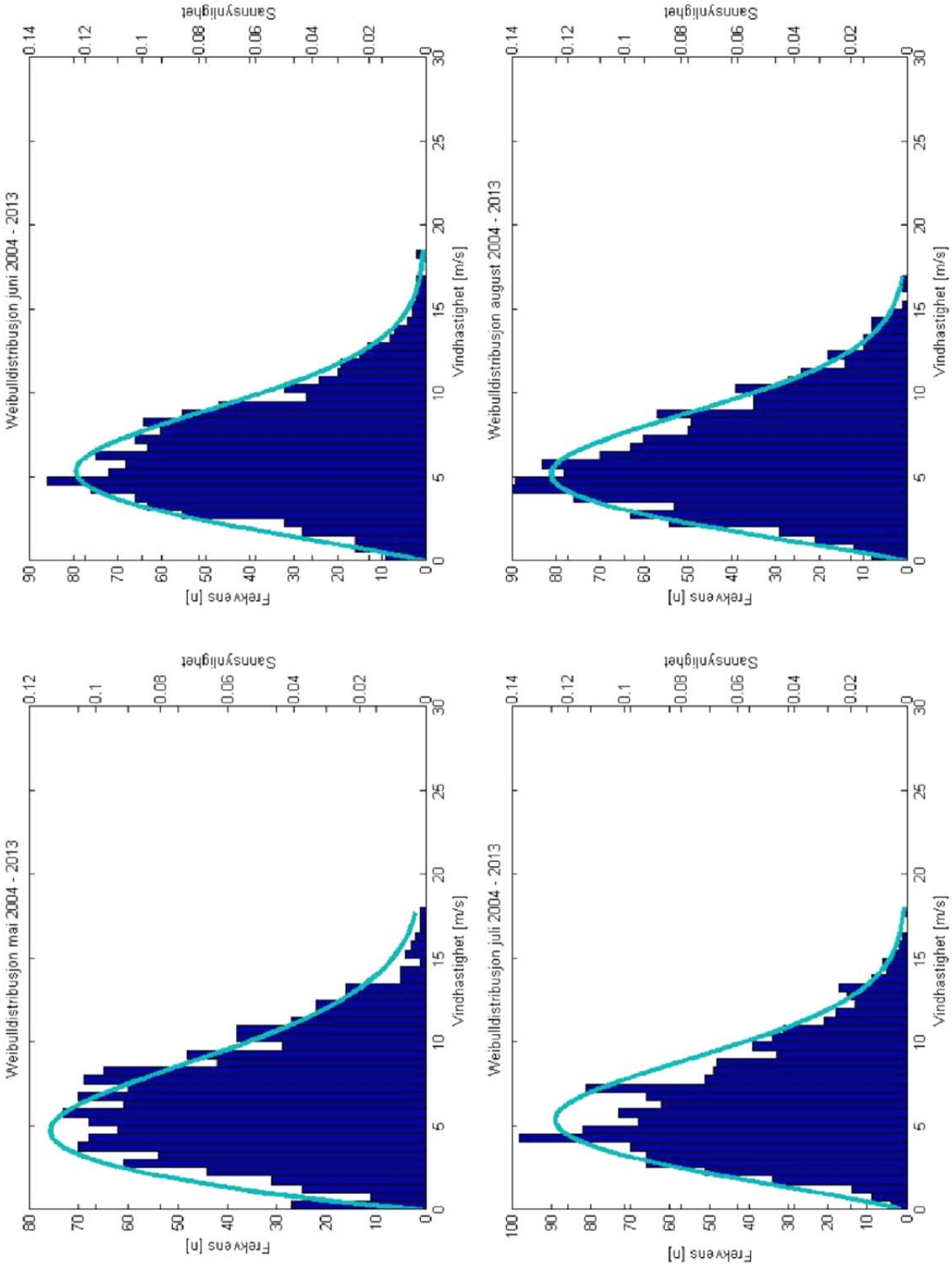


Figur 0.1:Figuren viser vinddata for Myken fra den meteorologiske bakkestasjonen på Myken i 10 meter høyde over bakkenivå. Målingene er utført fire ganger daglig (kl 01, 07, 13 og 19). En Weibulldistribusjon er tilpasset de observerte verdiene med skaleringsfaktor A = 9,04 og formfaktor B = 1,97.

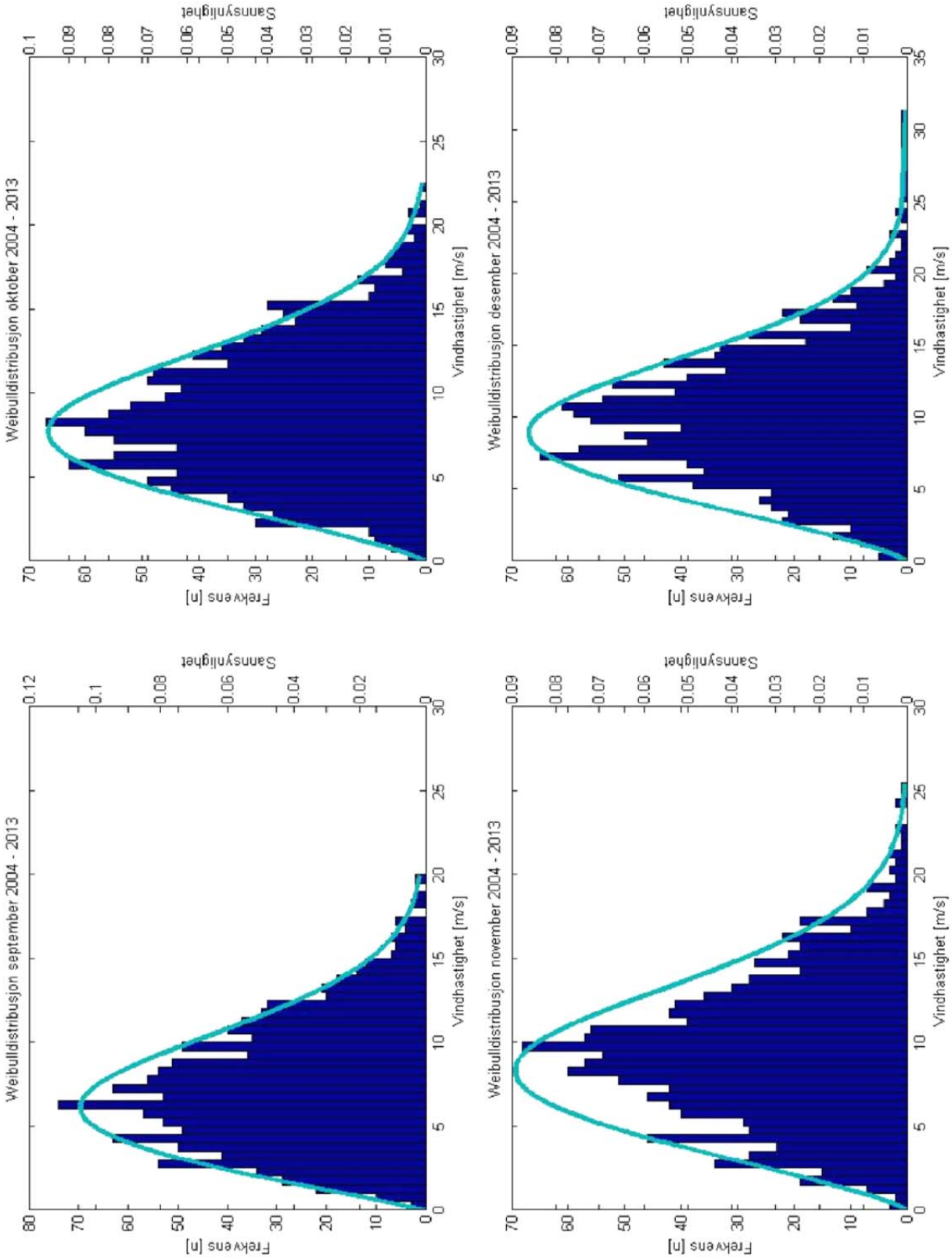
Vedlegg B – VINDRESSURSER JANUAR - APRIL



Vedlegg C – VINDRESSURSER MAI - AUGUST



Vedlegg D – VINDRESSURSER SEPTEMBER - DESEMBER



Vedlegg E - BEHANDLING AV SØKNAD OM FRITAK FOR LEVERINGSPLIKT FOR GÅSVÆR

Norges vassdrags- og energidirektorat

NVE

HERØY KOMMUNE
LØPENR. 6895/13 SAKSBEH. BSK
DATO 18/10-13
EMNEK.: S 01 OBJEKT:
ARKIVSAKSNR: 12/2136 DOK.NR.: -3 ETAT: ADM

Høringsinstanser ifølge vedlagte adresseliste

Vår dato: 11 OKT 2013
Vår ref.: 201106849 - 35 ke/erbj
Arkiv: 611
Deres dato:
Deres ref.:

Saksbehandler:
Erlend Bjerkestrand
22 95 92 98

Høring - søknad om fritak for leveringsplikt og fritak for tilknytningspliktdelen av leveringsplikten - Gåsvær i Herøy kommune, Nordland fylke.

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har mottatt søknad fra HelgelandsKraft AS i medhold av energiloven § 3-3 om dispensasjon fra:

- Leveringsplikten til fritidsboliger på Gåsvær (både tilknytningsplikt og leveringsplikt)
- Tilknytningspliktdelen av leveringsplikten til fastboende og næringsdrivende på Gåsvær.

NVE har tidligere avslått en søknad om fritak for leveringsplikt til Gåsvær. Vedtaket ble påklaget av HelgelandsKraft, men Olje- og energidepartementet (OED) ga endelig avslag på søknaden i brev av 23.4.2013.

HelgelandsKraft viser til at OED i sitt avslagsbrev opplyser om muligheten for å søke om fritak fra den delen av leveringsplikten som består i å la kunder bli tilknyttet nettet. Dette innebærer at nettselskapet kan forsyne kundene ved etablering av rimeligere alternativer, for eksempel frittstående anlegg. HelgelandsKraft skriver at de på dette grunnlag søker om dispensasjon fra tilknytningsdelen av leveringsplikten for fastboende og næringsdrivende på Gåsvær, og at de søker om fritak fra både leveringsplikt og tilknytningsplikt for fritidsbebyggelsen på Gåsvær. De mener at opprettholdelse av eksisterende linjenett til Gåsvær ikke kan forsvares samfunnsøkonomisk, og foreslår at alternative energiløsninger erstatter eksisterende elforsyning. HelgelandsKraft påpeker imidlertid at dagens elforsyning vil bli opprettholdt så lenge det kun kreves mindre vedlikeholdstiltak.

Merknader til søknaden må sendes skriftlig til NVE innen **15.12.2013.**

Søknaden og kopi av OEDs vedtak av 23.4.2013 er vedlagt. NVEs rapport nr 3/1999 som omhandler fritak for leveringsplikt finnes elektronisk på NVE sine nettsider:
http://www.nve.no/no/konsesjoner/nett/omradekonsesjoner/fritak-for-leveringsplikt/

E-post: nve@nve.no, Postboks 5091, Majorstuen, 0301 OSLO, Telefon: 09575, Internett: www.nve.no
Org.nr.: NO 970 205 039 MVA Bankkonto: 7694 05 08971

Hovedkontor
Middelthunsgate 29
Postboks 5091, Majorstuen
0301 OSLO

Region Midt-Norge
Vestre Rosten 81
7075 TILLER

Region Nord
Kongens gate 14-18
8514 NARVIK

Region Sør
Anton Jenssensgate 7
Postboks 2124
3103 TØNSBERG

Region Vest
Naustdalsvn. 1B
Postboks 53
6801 FØRDE

Region Øst
Vangsveien 73
Postboks 4223
2307 HAMAR

Ta gjerne kontakt dersom det er spørsmål om saksbehandlingen av søknaden.

Med hilsen

Arne Olsen
seksjonssjef

Erlend Bjerkestrand
førstekonsulent

Adresseliste:

HelgelandsKraft AS
Herøy kommune
Nordland fylkeskommune

Monica Bakkelid
Gåsvær velforening
Karl Ludvigsen
Sigvald Pettersen
Lillian Ulrichsen
Trond Andersen
Øivind Mathisen
Anna Johansen
Knut Jonny Mathisen
Karin Larsen Tverå
Marvel Ludvigsen
Seløy fisk Eiendom AS
Solfrid Samuelsen
Svein-Åge Karlsen
Håkon Bakkelid
Anita Bakkelid
Bente Sanderød
Rolf Tobiassen
Sverre Johansen
Einar Pettersen
Leif P Ludvigsen
Ellen Johnsen
Gunnar Sætre
Telenor Norge AS
Arnt Ludvigsen
Tommy Thrana
Jarle Johansen
Svanhild Mathisen
Ronny Finseth
Torbjørn Grimstad

HelgelandsKraft

Mosjøen: 13.09.2013
Vår ref: 13-5488
Arkiv:
Deres ref:

Norges vassdrags- og energidirektorat NVE
Postboks 5091, Majorstua
0301 OSLO

Søknad om dispensasjon fra energilovens § 3-3, andre ledd - tilknytningspliktdelen

I medhold av energilovens § 3-3, andre ledd, søkes det om dispensasjon fra:
- Leveringsplikten til fritidsboliger på Gåsvær (både tilknytningsplikt og leveringsplikt)
- Tilknytningspliktdelen av leveringsplikten til fastboende og næringsdrivende på Gåsvær

Bakgrunn:
HelgelandsKraft (HK) har tidligere søkt NVE om fritak fra leveringsplikten til Gåsvær i Herøy kommune i Nordland. Søknaden ble da avslått av NVE og etter påfølgende klage fra HK ble endelig avslag på søknaden vedtatt av OED.
OEDs vedtak avsluttes imidlertid med følgende informasjon: *«Departementet vil avslutningsvis gjøre HelgelandsKraft oppmerksom på muligheten for å søke om fritak fra den delen av leveringsplikten som består i å la kunder bli tilknyttet nettet. Dette innebærer at nettselskapet kan forsyne kundene ved etablering av rimeligere alternativer, for eksempel frittstående anlegg. En eventuell søknad vil bli behandlet på vanlig måte av NVE med klageadgang for berørte parter»*

På bakgrunn av ovennevnte søker HK med dette om dispensasjon fra «tilknytningspliktdelen» av leveringsfritaket for fastboende og næringsdrivende på Gåsvær. For fritidsbebyggelse på Gåsvær søkes det om fritak fra både leveringsplikten og tilknytningsplikten.

Søknaden:
Energilovens § 3-3, viser til områdekonsesjonærens plikt til å levere elektrisk energi til abonnentene innenfor det geografiske området konsesjonen gjelder for. I forarbeidene til energiloven fremheves det at plikten prinsipielt består av to elementer; på den ene siden en *tilknytningsplikt* (plikt til å knytte abonnentene til nettet) og på den annen side en *leveringsplikt* (plikt til å levere/selge kraft til abonnentene).

I de tilfellene hvor det bare dispenseres fra *tilknytningsplikten*, vil HK ha plikt til å opprette en lokal elektrisitetsforsyning for så å levere strøm til de berørte abonnentene i henhold til nettselskapets vanlige vilkår. Abonnentene mister da mulighetene til å delta i kraftmarkedet, men er på den annen side ikke overlatt til seg selv med hensyn til elektrisitetsforsyningen.
Dette er løsninger som har vært praktisert tidligere og som er i tråd med lov-regimets intensjoner. Det vises i den forbindelse til:
- «Skorpa-dommen» i 2001 (Oslo byrett), hvor dispensasjonssøknaden ble

innvilget, men for fastboende ble det ikke gitt fritak fra *leveringsplikten.* Dette krevde langt mindre investeringer enn en videreføring av en fullverdig forsyning til alle abonnentene.

- En egen sak fra Hysvær (1993), hvor HK fikk fritak fra leveringsplikten for fritidsboliger, men ikke for fastboende. For denne ble det etablert en alternativ løsning med strømaggregat som ble opprettholdt så lenge det var fastboende på øya.

Gåsvær har over tid gått over fra å være et område med fast bosetting til i stor grad å være et fritidsboligområde med kun én fastboende og noen få og små næringsvirksomheter. Vi mener derfor en eventuell dispensasjon fra leveringsplikten bør skille mellom de to nevnte elementene som leveringsplikten består av, og vurderes i forhold til om det gjelder fritidsbolig eller fastboende/næringsvirksomhet.

Fritidsboliger:
HK er fremdeles av den oppfatning at opprettholdelse av strømforsyning til fritidsboliger på Gåsvær ikke kan forsvares samfunnsøkonomisk. Selv om forbruket i 2012 har økt noe siden forrige søknad, har de aller fleste av abonnentene et forbruk som lar seg erstatte av fornuftige alternative energiløsninger/energieffektiviseringer. For disse søker vi derfor om fritak fra leveringsplikten i vid forstand *(både leveringsplikten og tilknytningsplikten).* For ytterligere beskrivelse og vurdering av konsekvenser for fritidsabonnenter viser vi til forrige søknad som ligger vedlagt. Dersom et fritak blir innvilget, vil hver av abonnentene få utbetalt en éngangskompensasjon på kr. 50 000,- for etablering av alternative løsninger.

Forbruk for fritidsboliger:

Abonnent	**Snittforbruk kWh/år - (2007-2011)**	**Forbruk kWh/år - 2012**
Bente Sanderød	2391	4403
Rolf Tobiassen	492	1139
Lillian Ulrichsen	1896	3603
Karin L. Tverå	388	2886
Sverre Johansen	451	924
Einar Pettersen	3621	3649
Sigvald Pettersen	185	3608
Anita Bakkelid	1836	2836
Karl Ludvigsen	293	583
Øivind Mathisen	443	662
Leif P. Ludvigsen	1369	4373
Monica Bakkelid	1863	5701
Ellen Johansen	623	2280
Marvel Ludvigsen	757	1995
Anna Johansen	604	1095
Gunnar Sætre	1170	10
Arnt Ludvigsen	285	851
Tommy Thrana	4176	6231
Trond Andersen	6436	11974
Jarle Johansen	5916	7396
Knut J. Mathisen	3383	4818
Svein Å. Karlsen	70	216
Svanhild Mathisen	5397	5531
Ronny Finseth	4338	3274
Torbjørn Grimstad	-	146
Karl Ludvigsen	-	664
Solfrid Samuelsen	-	8054
Sum	**48383**	**88902**

Fast bosetting og næringsvirksomhet:
Så lenge det er en realitet med fastboende og næringsvirksomhet på Gåsvær, er vi av den oppfatning at disse fortsatt skal få strømforsyning fra HK. Det er imidlertid slik at en nettilknytning til eksisterende nett vil være svært kostnadskrevende og etter vår vurdering ikke samfunnsmessig rasjonell. Vi ønsker derfor å kunne etablere et lokalt energiforsyningsanlegg for å oppfylle leveringsplikten.
Forbruket for fastboende og næringsvirksomheter på Gåsvær har en nedadgående tendens (se tabell under). Det vil være relativt uproblematisk å erstatte dette forbruket med lokal energiløsning (aggregat med batteripakke, solcelleanlegg og evt. vind).

Forbruk for fastboende og næringsvirksomhet:

Abonnent	**Snittforbruk (2007-2011)**	**Forbruk 2012**
Fastboende	10404 kWh/år	10990 kWh/år
Seløy Fisk og Eiendom AS	195 kWh/år	246 kWh/år
Telenor	2344 kWh/år	600 kWh/år
Sum	**12943 kWh/år**	**11836 kWh/år**

Eksempel på alternativ energiforsyning:
Vi har på bakgrunn av ovennevnte tillatt oss å innhente et eksempel på alternativ strømforsyning med prisoverslag fra firmaet Getek.
Anlegget under er beregnet ut fra et samlet energiforbruk på ca. 20 000 kWh/år, og et snittforbruk på 2300 W.
Alt. 1:
Støydempet dieselaggregat med 22 kVA for plassbygging, inkludert 6000 l dieseltank, automatikk for fjernstart, ferdig montert – kr. 250 000,-

Alt. 2:
APS komplett med 22 kVA støydempet dieselaggregat og batteripakke, med spissbelastningskapasitet på 8 kVA komplett i kiosk/container – kr. 750 000,-
- Tillegg for 10 kW solcelleanlegg (årsproduksjon ca. 6000 kWh) kr. 300 000,-
- Tillegg for vindkraftverk 6 kW, inkludert mast, fundament, styring og installasjon på byggeplass – kr. 450 000,-

Prisene er grove budsjettpriser med alle forbehold, ekskl. mva.

Leverandørens merknad:
Prismessig kan man si at det rimeligste for dag 1 vil være å installere dieselaggregat som går døgnkontinuerlig, men her vil naturligvis driftskostnadene øke etter hvert som følge av dieselforbruk, dieselpriser og service/slitasje.
Ved å installere APS-løsningen, reduseres gangtiden på aggregatet vanligvis betraktelig. Turistforeningen har APS/GIS-løsning på flere turisthytter, og disse har klart å redusere gangtiden med typisk 60-80 %. I tillegg blir forbrenningen mer optimal og man slipper tomgangskjøring som er skadelig for aggregatet over lengre tid.
Installeres solcelleanlegg og/eller et vindkraftverk, vil både driftstid og drivstofforbruket reduseres, men man må investere mer i dag 1.

Dersom en dispensasjon fra tilknytningsplikten innvilges vil HK ha ansvaret for drift og vedlikehold av energiforsyningsanlegget.

Det påpekes imidlertid at HK vil opprettholde dagens elektrisitetsforsyning så lenge dette kun krever mindre tiltak. Det anses i denne saken som avgjørende at sjøkabelen ikke ryker.

Beregning av gjennomsnittlige årskostnader (drift og kapital) sett over nettets levetid (30 år)
Kostnadene ved bygging av nye høyspentanlegg har økt de siste årene (hovedsakelig høyspent luftlinjer) og forbruket på Gåsvær (når det gjelder fritidsboliger) har også økt betydelig. Det er derfor på sin plass å oppdatere kostnadsberegningene.

11 kV luftledning	9,5 km x 750 000 kr/km	=	7 125 000 kr
11 kV sjøkabel	6,5 km x 1 400 000 kr/km	=	9 100 000 kr
230 V luftledning	2,85 km x 280 000 kr/km	=	868 000 kr
Nettstasjoner	4 stk x 175 000 kr	=	700 000 kr
Sum nyverdi:		=	17 793 000 kr

Årlig kapitalbelastning - kr.1 092 339,-

Fremtidige drifts- og vedlikeholdskostnader - kr. 355860,-

Årlige kapital- og driftsutgifter - kr. 1 448 199,-

Fordeler vi disse kostnadene med forbruket fra 2012 (100 738 kWh/år), får vi en kostnad på ca. 14,4 kr/kWh

Oppdaterte beregninger viser en reduksjon i kostnader med kraftforsyning til Gåsvær siden forrige søknad, men ettersom kostnadene fremdeles vurderes å være urimelig høye, er vår vurdering at tilknytningen ikke kan forsvares samfunnsøkonomisk.

Reiselivssatsing:
Ved forrige søknad gjaldt flere uttalelser i saken seg om Gåsvær som et område for reiselivssatsing (blant annet fra Herøy kommune). HK kjenner til at det er startet opp et foretak (Gåsvær kystopplevelser) som omfatter reiselivssatsing, men vi kjenner ikke til om foretaket er i drift, eller hvilke effektbehov foretaket eventuelt har.
Vi har imidlertid ikke registrert nye abonnenter til dette formålet siden forrige søknad.
I hvor stor grad man skal ta høyde for en eventuell framtidig reiselivsutvikling på Gåsvær er imidlertid opp til NVE og vurdere, men vi har til dels erfart ved andre anledninger at reiselivssatsing ofte fremstår mer som tanker og ønsker, heller enn realiserte planer.

Konklusjon:
HK oppfatter tidligere vedtak i slike saker (jfr. «Skorpa-dommen» og «Hysværsaken»), som at samfunnet ikke skal ha ansvaret for å subsidiere strømforsyning til fritidsboliger, men at fastboende og næringsvirksomheter kan få alternativ strømforsyning som HK drifter.
Vi mener på bakgrunn av ovennevnte at det helt klart foreligger en «særlig grunn» til dispensasjon fra energilovens § 3-3, andre ledd, med løsning som skissert i søknaden.

Med vennlig hilsen
HelgelandsKraft AS
Nettdivisjonen

Ove A. Brattbakk

Saksbehandler

Hugo Lenningsvik

201106849 - 55
KE/ERBJ 611

DET KONGELIGE
OLJE- OG ENERGIDEPARTEMENT

KOPI

HelgelandsKraft AS
Postboks 702
8654 Mosjøen

Deres ref.	Vår ref.	Dato
201106849	12/1861	23.4.2013

HelgelandsKraft AS – Klage på NVEs vedtak om leveringsplikt til Gåsvær i Herøy kommune – Vedtak

1. INNLEDNING

I brev av 28. oktober 2011 til Norges Vassdrags- og energidirektorat (NVE) søkte HelgelandsKraft AS (HelgelandsKraft) om fritak etter energiloven § 3-3 fra leveringsplikt til 32 strømabonnenter på Gåsvær i Herøy kommune på Helgeland.

NVE sendte søknaden på høring 12. desember 2011, med frist for uttalelse 20. januar 2012. NVE mottok 20 høringsuttalelser i saken, fra Herøy kommune, Nordland fylkeskommune og berørte abonnenter. Alle høringsinstansene var negative til HelgelandsKrafts søknad.

I vedtak av 12. oktober 2012 avslo NVE søknaden fra HelgelandsKraft.

HelgelandsKraft påklaget NVEs vedtak i brev av 22. oktober 2012. NVE fant ikke grunnlag for å oppheve sitt vedtak og saken ble oversendt Olje- og energidepartementet for sluttbehandling i brev av 8. november 2012.

2. BAKGRUNN OG HELGELANDSKRAFTS KLAGE

Gåsvær ligger i Herøy, som er en øykommune på Helgeland i Nordland fylke. Gåsvær er opprinnelig et fiskevær som i dag hovedsakelig blir benyttet som fritidsområde. I kommuneplanens arealdel er Gåsvær avsatt som landbruks-, natur- og friluftsområde (LNF)-område) sone 3, med adgang til å bygge inntil tre nye fritidsboliger og tre naust.

Postadresse	Kontoradresse	Energi- og vannressursavdelingen	Saksbehandler
Postboks 8148 Dep 0033 Oslo	Akersgata 59		Guro Landsend Henriksen 22246297
http://www.oed.dep.no/	postmottak@oed.dep.no	Sentral: 22 24 90 90	Org. nr. 977 161 630

I søknaden om fritak fra leveringsplikt opplyste HelgelandsKraft at Gåsvær forsynes med strøm fra en 16,3 km lang høyspentledning (11 kV) fra nettstasjonen på ytre Øksningan, bestående av 9,8 km luftspenn og 6,5 km sjøkabel. I tillegg er det etablert et lavspenningsnett på Gåsvær. Av totalt 32 strømabonnenter på Gåsvær, er 28 registrert som fritidsboliger, to som husholdninger og to som næringsvirksomheter. Det er i dag én fastboende på Gåsvær.

HelgelandsKraft begrunnet sin søknad om fritak fra leveringsplikten med at opprettholdelse av det eksisterende linjenettet til Gåsvær ikke kan forsvares samfunnsøkonomisk. HelgelandsKraft opplyste i søknaden at gjennomsnittlig strømforbruk på Gåsvær per år har vært 63 202 kWh de siste fem årene. Selskapet beregnet at investeringskostnaden ved reinvestering i ledninger og nettstasjoner vil beløpe seg til om lag 16,3 mill. kroner. De årlige kapital- og driftsutgiftene knyttet til ledningsnettet vil da være om lag 1,3 mill. kroner, noe som tilsvarer en kostnad på ca. 21 kr/kWh forbruk.

I bakgrunn for vedtak av 12. oktober 2012 skrev NVE at en reinvesteringskostnad på 21 kr/kWh er så vesentlig at dispensasjon fra leveringsplikt normalt kan gis når det ikke er fastboende eller næringsvirksomhet tilstede. NVE la imidlertid avgjørende vekt på at det er fast bosetting, eksisterende næringsvirksomhet og planer om ny næringsvirksomhet på Gåsvær. I en samlet vurdering kom NVE til at fordelene ved å opprettholde kraftforsyningen veier tyngre enn ulempene i form av kostnader ved reinvestering og vedlikehold. NVE avslo derfor søknaden fra HelgelandsKraft om fritak fra leveringsplikt til Gåsvær.

HelgelandsKraft påklaget NVEs vedtak i brev av 22. oktober 2012. HelgelandsKraft fremholdt at NVEs vektlegging av fast bosetting, eksisterende næringsvirksomhet og planer for ny næringsvirksomhet er svært urimelig sett i forhold til kostnadene med nettilknytningen og at tilknytningen dermed på ingen måte er i tråd med energilovens formålsparagraf.

HelgelandsKraft pekte på at Gåsvær er et fraflytningsområde og at eneste gjenværende fastboende, Håkon Bakkelid, har en bolig på Nord-Herøy i tillegg til boligen på Gåsvær. Videre skrev HelgelandsKraft at det ikke er vesentlig næringsvirksomhet på Gåsvær, og viste til at fiskemottaket til Seløy Fisk og Eiendom AS ikke har vært i drift på mange år, at Telenor har avviklet de fleste av sine anlegg og i dag kun har én fasttelefonabonnent på Gåsvær og at næringsvirksomheten til Håkon Bakkelid (f. 1944) trolig vil begrenses av pensjonsalder. Videre pekte HelgelandsKraft på at foreliggende planer om ny næringsvirksomhet ikke er fulgt opp i kommunens arealplaner. HelgelandsKraft mente at NVEs vedtak må baseres på dokumenterbare påstander og at det ikke er tilstrekkelig at berørte aktører hevder at det foreligger planer om næringsvirksomhet.

3. DEPARTEMENTETS VURDERING

Nettselskapenes leveringsplikt er hjemlet i energiloven § 3-3 først ledd:

"Den som gis områdekonsesjon etter § 3-2 skal levere elektrisk energi til abonnentene innenfor det geografiske området konsesjonen gjelder for."

Av forarbeidene til energiloven (Ot. prp. Nr. 43 (1989-1990)) fremgår det at leveringsplikten innebærer en plikt for nettselskapet til å la kunder bli tilknyttet nettet og til å levere energi til forbrukerne innenfor det området konsesjonen gjelder for. En adgang til å gi nettselskapene fritak fra leveringsplikten er uttrykt i energiloven § 3-3 andre ledd:

"Departementet kan dispensere fra leveringsplikten når særlige grunner tilsier det"

Olje- og energidepartementet har delegert adgangen til å gi dispensasjon til NVE. I forarbeidene til loven er det gjort nærmere rede for dispensasjonsadgangen, jf. side 88:

"Unntaksbestemmelsen kan kun komme til anvendelse når tilknytningen ikke med rimelighet kan etableres på vanlige betingelser. Dette kan være aktuelt ved tilknytning til fritidsbebyggelse, seteranlegg eller turisthytter."

Et eventuelt fritak fra leveringsplikten gis på grunnlag av en skjønnsmessig vurdering av om vilkårene for en dispensasjon er oppfylt. I skjønnsutøvelsen vurderer departementet kostnadene ved å opprettholde leveringsplikten opp mot de private og allmenne interesser som berøres dersom strømforsyningen avvikles. Departementet mener en slik skjønnsutøvelse er i tråd med energiloven § 1-2 (*Formål*):

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

Når det gjelder kostnadene knyttet til å opprettholde strømforsyningen på Gåsvær, legger departementet til grunn beregningene i søknaden til HelgelandsKraft. Ettersom forbruket er lavt, og nettanlegget som forsyner Gåsvær dels består av en fordyrende sjøkabel, vil en reinvestering medføre svært høye kostnader per kWh forbruk. Reinvesteringskostnader på 21 kr/kWh må betraktes som vesentlig høyere enn ved en normal reinvestering. En ren kostnadsvurdering tilsier at det kan foreligge særlige grunner for å dispensere fra kravet om leveringsplikt i energiloven § 3-3.

Det fremgår at både fritidsbebyggelse, fastboende og eksisterende og planlagt næringsvirksomhet vil berøres av et leveringsfritak på Gåsvær. I forarbeidene til

energiloven er fritidsbebyggelse nevnt som eksempel på kunder der fritak for leveringsplikt kan være aktuelt. I motsetning nevnes ikke fastboende og næringsvirksomhet som eksempler på kunder der unntaksbestemmelsen i § 3-3 kan komme til anvendelse. Departementet deler derfor NVEs oppfatning om at det normalt ikke gis leveringsfritak til steder med fast bosetting eller vesentlig næringsvirksomhet.

Det fremkommer at både bosettingsmønster og næringsvirksomhet på Gåsvær har endret seg med tiden, og området har i dag langt færre fastboende og mindre næringsfiske enn på 50- og 60-tallet da strømforsyningen ble utbygd. Likevel er det fortsatt én fastboende og noe næringsvirksomhet på stedet. I NVEs oversendelsesbrev til departementet bekreftes det at øyas ene fastboende bor på Gåsvær hele året. Han driver i tillegg næringsfiske ut fra Gåsvær og det foregår ytterligere næringsfiske sommerstid. NVE viser også til vedtak fattet i Herøy kommune som bekrefter at det finnes konkrete planer om reiselivssatsing på stedet. På denne bakgrunn er departementet enig i NVEs vurdering om at fritak fra leveringsplikten vil ha betydelige negative konsekvenser for gjenværende fast bosetting på Gåsvær og for eksisterende og planlagt næringsvirksomhet.

I tillegg til de negative konsekvensene for fast bosetting og næringsvirksomhet vil også de øvrige boligeierne på Gåsvær påføres tap ved et leveringsfritak. Mange benytter Gåsvær som ferie- og fritidsområde i sommerhalvåret og det fremkommer at fritidsboligene på stedet er godt vedlikeholdt og at boligeierne har investert i husholdningsartikler og annet utstyr som krever tilgang på strøm. De negative konsekvensene som et leveringsfritak vil påføre denne kundegruppen tillegges mindre vekt enn konsekvensene for fast bosetting og næringsvirksomhet, men inngår også som et moment i den samlede vurderingen.

Etter en helhetlig vurdering mener departementet at vilkårene for en dispensasjon fra leveringsplikten etter energiloven § 3-3 ikke er oppfylt. De samlede samfunnsmessige konsekvensene av et dispensasjonsvedtak vurderes å være negative. Reduserte kostnader til investering, drift og vedlikehold i nettanleggene kan ikke veie opp for tapene som allmenne og private interesser ville påføres som følge av et leveringsfritak på Gåsvær.

Departementet vil avslutningsvis gjøre HelgelandsKraft oppmerksom på muligheten for å søke om fritak fra den delen av leveringsplikten som består i å la kunder bli tilknyttet nettet. Dette innebærer at nettselskapet kan forsyne kundene ved etablering av rimeligere alternativer, for eksempel frittstående anlegg. En eventuell søknad vil bli behandlet på vanlig måte av NVE med klageadgang for berørte parter.

4. KONKLUSJON

Klagen tas ikke til følge. NVEs vedtak av 22. oktober 2012 opprettholdes.

Departementets vedtak kan ikke påklages, jf. forvaltningsloven § 28 tredje ledd første punktum.

Med hilsen

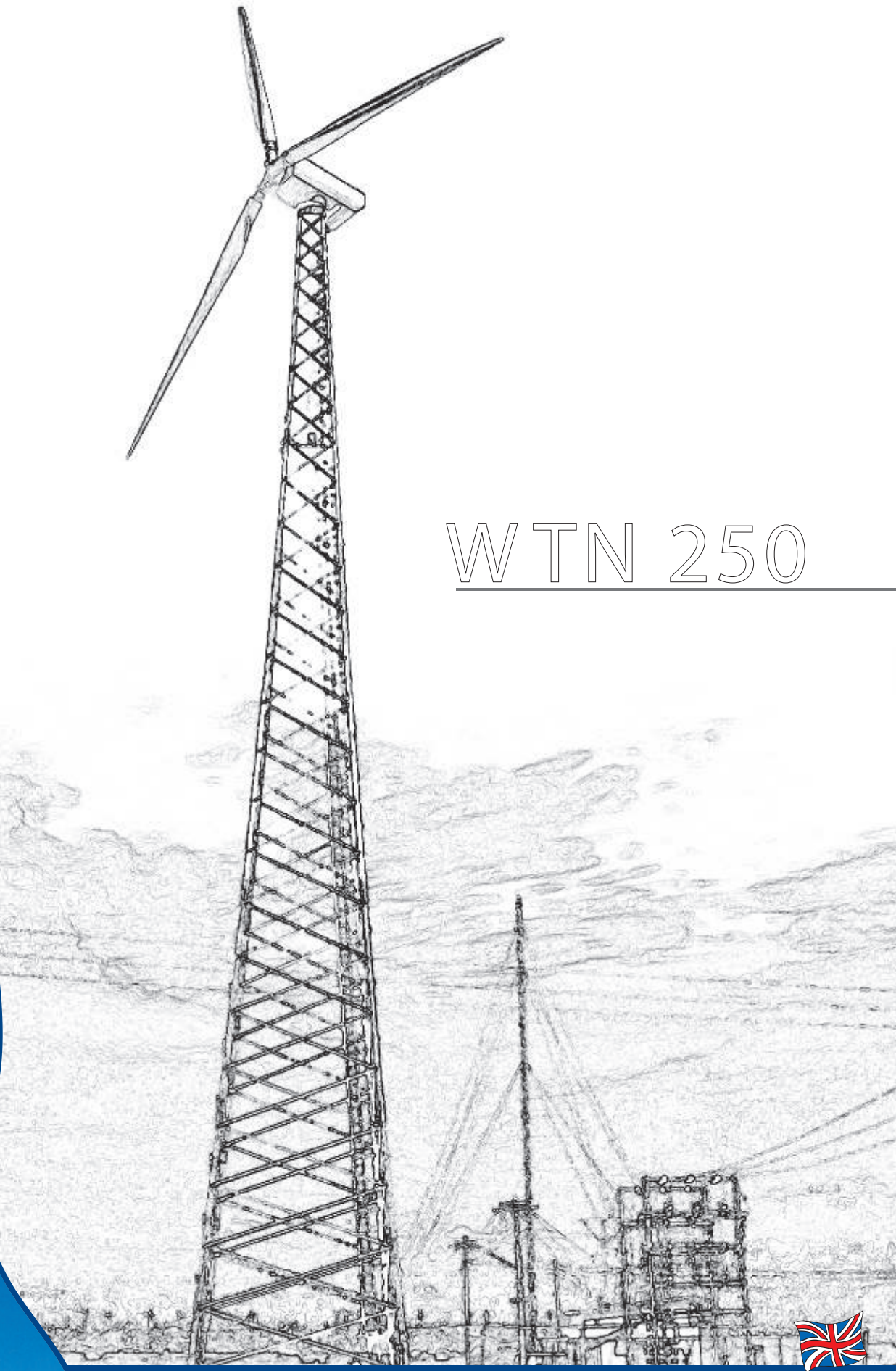
Kjell M. Grotmol (e.f.)
avdelingsdirektør

Henriette Nesheim
underdirektør

Kopi: NVE

Vedlegg F - WTN250 SPESIFIKASJONER

Wind Technik Nord



WTN 250

CERTIFIED WINDTECHNOLOGY

Blade / Rotor

The WTN 250 is equipped with a 3-blade up wind stall regulated rotor, with an improved overall efficiency. A special placing on the frame reduces the effect of moments of rotation. The blades are made of reinforced polyester and are equipped with "fail-safe" tip-brakes, which are activated simultaneously by centrifugal forces. The projected area of the blades is relative small, which contributes to a high survival wind speed. With a blade length of 13,4 m and a diameter of 30 m the rotor of the WTN 250 has a swept area of 707 m^2. The rotor speed is 40 rpm.

Hub

The hub is made of casted steel GGG 40.3 and mounted to the rotor shaft-flange. Correction of the pitch angel of the blades is possible by oval holes in the blade flanges.

Main shaft

The main shaft is a forged piece and made of high-grade alloyed steel. It is mounted in two bearings, able to transfer all forces and moments to frame and gear.

Main bearings

Two long-time grease lubricated bearings are the basis for a nearly noiseless operation of the main shaft. The places the main bearings are fitted to the frame are machined.

Gearbox

A heavy three-stage helical gear transforms the 40 revolutions of the rotor to the 1500-rpm of the generator. This gear is specially designed for the WTN 250 with a gear ratio of 1 : 37.8. An oil cooler is separately placed.

Coupling

The power of the rotor, transformed in the gearbox, is transmitted to the generator by an elastic coupling. With this method no vibrations will reach the bearings of the generator, and a longer lifetime is expected.

Brakes and emergency brake system

The turbine is equipped with two (2) independent fail-safe systems.
As mentioned before, the blades are equipped with a simultaneously activated safety tip-brake, and on top of these blades braking mechanisms, the WTG is equipped with a disc brake.

The disk braking mechanism is supplied through two hydraulic fail-safe brake callipers, which are activated through a loss of supply (grid) voltage. The tip-brakes are in normal operation hold in position by a hydraulic cylinder. In emergency situations a hydraulic valve is activated by centrifugal forces, and both brake systems are engaged, independent of each other.

Generator

The generator is a pole-changing asynchronous machine with a nominal output of 250 kW at 1500 rpm respectively 50 kW at 1000 rpm. It is operating on 400V AC level. A ventilator is cooling the outside of the machine.

Yaw-System

The yaw-system is representing the main advantage in modern wind technology and makes the WTN 250 superior, compared with other conventional engineering in the wind industry.

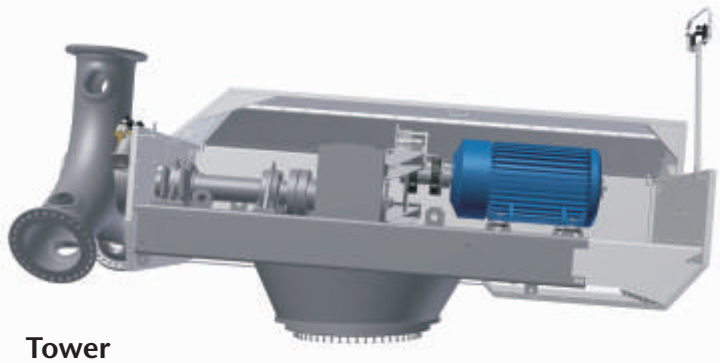
The taken solution, designed and well tested, is to arrange two gears in that way, that any space in the system is eliminated. These yaw gear system incorporate both, a damping system to decrease forces induced by the turning forces of the rotor, and a brake system, while the yaw motors are stopped.

SECURE WINDTECHNOLOGY

This system is ideally suited for WTG`s installed in multiples (wind farm applications) where the shadow effect of upwind placed WTG`s is blame for exposures to dynamic turning loads.
Another features of this yaw system are the automatic untwisting of the cables, and an additional twisted cable switch for more safety.

Nacelle

The hot dip galvanized nacelle frame is constructed of welded steel beams that support the main shaft, gear, generator etc. The yaw ring is fitted to the bottom of the frame and allows the connection to the tower. The nacelle can be reached by a ladder inside the tower. The cover is made of galvanized sheets of steel.



Tower

The lattice tower is a new design especially made to reach all destinations around the world by low costs. All parts of the turbine are suitable in a 40 ft container. Alternative an edged and bolted tubular tower is available.

With both towers the hub height is 50 m so that the rotor of the turbine is reaching a lower turbulence area. This will increase the output and the service life of the WTG.

However – there are sites where only small heights are allowed so that there is still a 30 m welded tubular tower available.

The microprocessor control system is placed at the bottom of the tower or in a special housing. A lockable door prevents unauthorised access.
The WTG comes equipped with safety belt and safety line, which provides a secure climbing during installation and maintenance.

Control panel

All functions of the wind turbine are controlled by means of a proven microprocessor. While the turbine is operating and connected to the grid, the computer stores a number of operational data. If the WTG is erected in a wind farm, the turbines can be linked up to a computer management system. This design makes it possible to retrieve data and actual performance date from the wind turbines, and allows remote operation of the machines. If no management system is utilized, the same data can be read on the display mounted on the computer, that is continuously checking all sensors and the safety system:

- *Grid control of: Voltage, Frequency, Phase equality*
- *Over speed control on rotor that activates disc brake*
- *Thermal sensor in generator*
- *Vibration sensor*
- *Automatic untwisting of cables*
- *Thermal relay for yaw gear motor*
- *Automatic stop for worn brake pads*
- *Automatic start-up in the event of grid failure*
- *Self-diagnostic in case of failure. Display indicates failure code.*
- *Generator speed*
- *Rotor speed*
- *Yawing*
- *Over speed*

The control system also ensures gradual grid hook-up via thyristors on all three phases. The phase compensation is included in the main panel and allows a Cos. phi above 0,9. All electrical components are protected against lightning.

TECHNICAL DATA

WTN 250 – 50 m / 30 m hub height

1. General	
Nominal Output:	250 kW
Rotor shaft arrangement:	horizontal
Effect limitation:	Stall
Mode of operation:	Grid connected
Hub height:	30 m / 50 m
50 year extreme operating gust:	52,5 m/s
Calculated lifetime:	20 years

2. Power data (10 min-mean windspeed in hub height)	
Cut in windspeed:	4 m/s
Rated windspeed:	14 m/s
Power at 10 m/s	151,8 kW
Cut off windspeed:	25 m/s
Max. shaft power:	300 kW
Specified output:	354 W/m²

3. Rotor	
Diameter:	30 m
Swept area:	707 m²
Number of blades:	3
Kind of hub:	rigid
Arrangement of rotor:	upwind
Rotor speed:	26 / 40 rpm
Lambda:	5,5
Blade pitch angle:	-0,5°
Conus angle:	0 °
Nacelle angle:	4 °

4. Blade	
Type:	LM 13,4
Material:	Glassfiber
Length of blade:	13,39 m
Chord root / tip:	1,259 m / 0,300 m

5. Gear	
Type:	Spur gear
Ratio:	1 : 37,777
Stages:	3

6. Yaw system	
Kind (active / passive):	active
Actuation:	electrical
Yaw speed:	1,5 ° / s
Absorbation system:	Friction safety clutch

7. Generator	
Type:	asynchronous
Rated output:	50 / 250 kW
Rated speed:	1.010 / 1.511 rpm
Voltage:	415 V ±10%
Frequency:	50 Hz ±5%
Protection:	IP 54
Insulation:	Class F
Grid connection:	Thyristors

8. Tower			
Kind:	Lattice	Tubular	Tubular
Material:	Steel	Steel	Steel
Length:	48,4 m	48,2 m	28,7 m
Safety ladder:	yes	yes	yes

9. Control system	
Kind of output control:	Stall regulation
Operating system:	IC 1000
Remote control system:	via telephone line
Automatically start:	after loss of grid and after cut out wind

10. Brakes	
Aerodynamic brakes:	Tip brakes
-Activation:	hydraulic
Mechanical brakes:	yes
- Arrangement:	behind gearbox
- Brake type:	Disc brake
- Activation:	mechanical

11. Masses			
Rotor (with hub):	3.900 kg		
Nacelle (without rotor):	10.500 kg		
Tower:	50 m lattice	50 m tubular	30 m tubular
	22.700 kg	32.000 kg	11.500 kg
Total without foundation:	37.100 kg	46.400 kg	25.900 kg

ECONOMIC WINDTECHNOLOGY

WTN 250

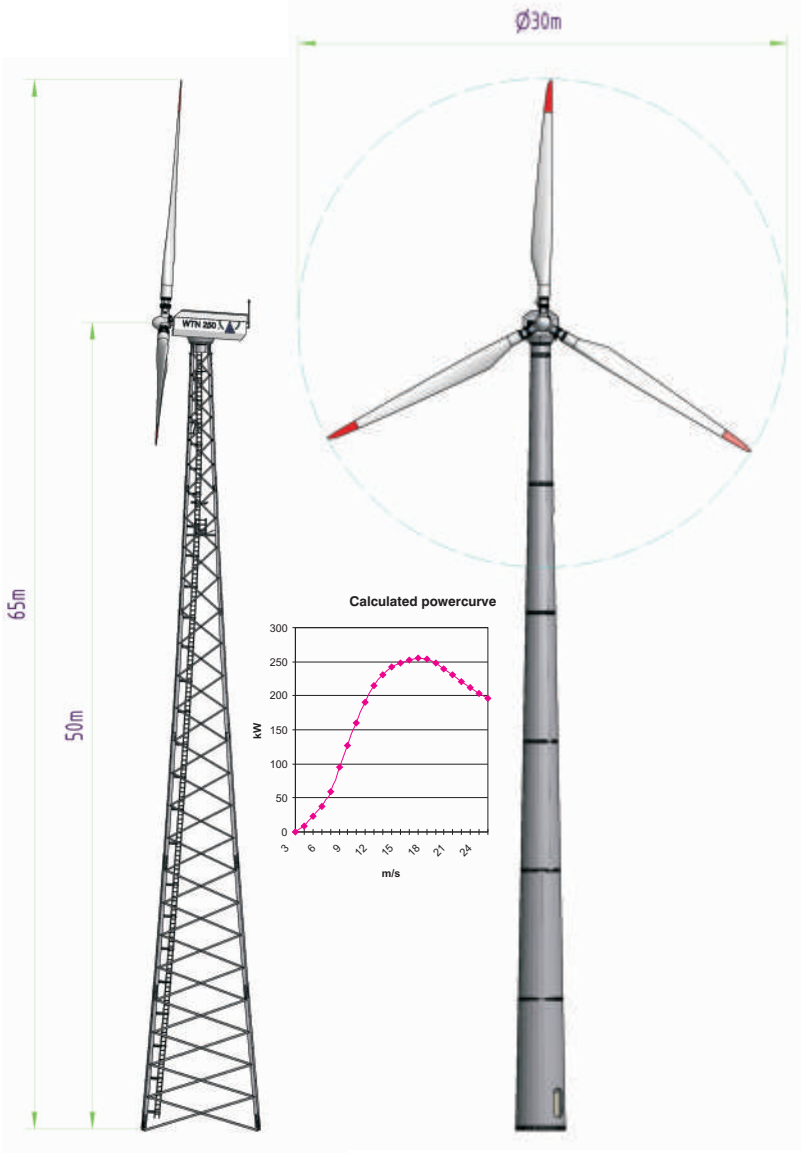
The wind power plant is a product of development, which is based on 20 years of constant experience in wind turbine design and production. It is designed by using well-tested and dependable construction elements in combination with modern technical know-how, to arrive the best possible results transferring wind into electrical energy.
Utilizing the same reliable, rugged construction of the past along with all updates in the technology, this turbine is designed for an environment as seen in wind farms with high wind speeds, thus ensuring maximum production and output. The optimal availability and production capacity together with the high manufacturing quality from the production line, along with a favorable price/efficiency relationship makes the turbine to be short-term economical investment.

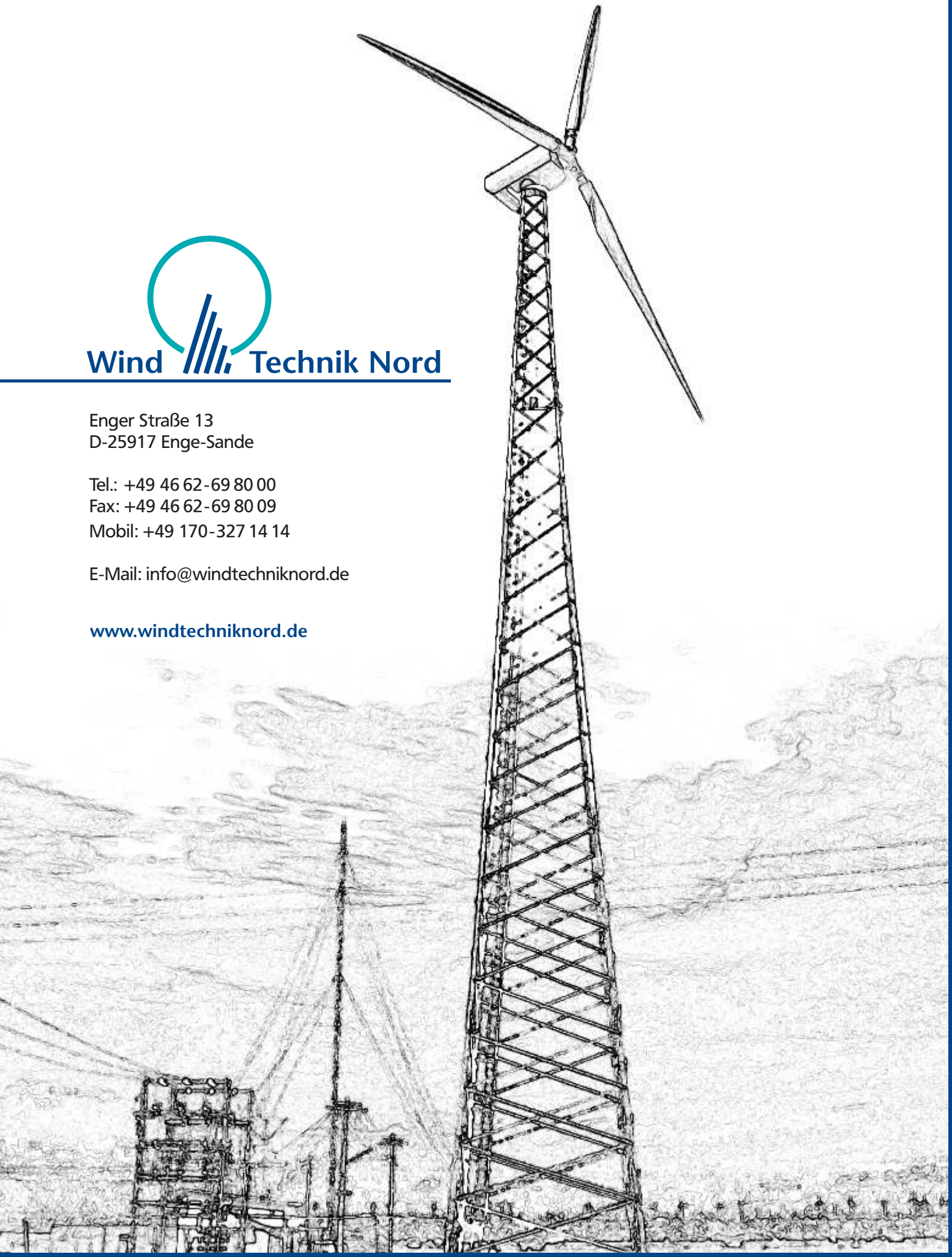
Sites for erection

Sites for erection of the WTN 250 can be, as single unit for local production for large-scale consumers and for installation in wind farms as power station connected to the main grid.
In both cases the local regulations and rules for parallel production and connection to the grid will be followed. The optimal output and minimum expenditures can be reached by entering into a service and maintenance agreement.

Security

To get the approval and certification for a wind turbine, it is necessary to go through very complicated and extensive procedures by officials and test organizations. Hereby the owner will obtain the maximum of technical security.





Wind Technik Nord

Enger Straße 13
D-25917 Enge-Sande

Tel.: +49 46 62-69 80 00
Fax: +49 46 62-69 80 09
Mobil: +49 170-327 14 14

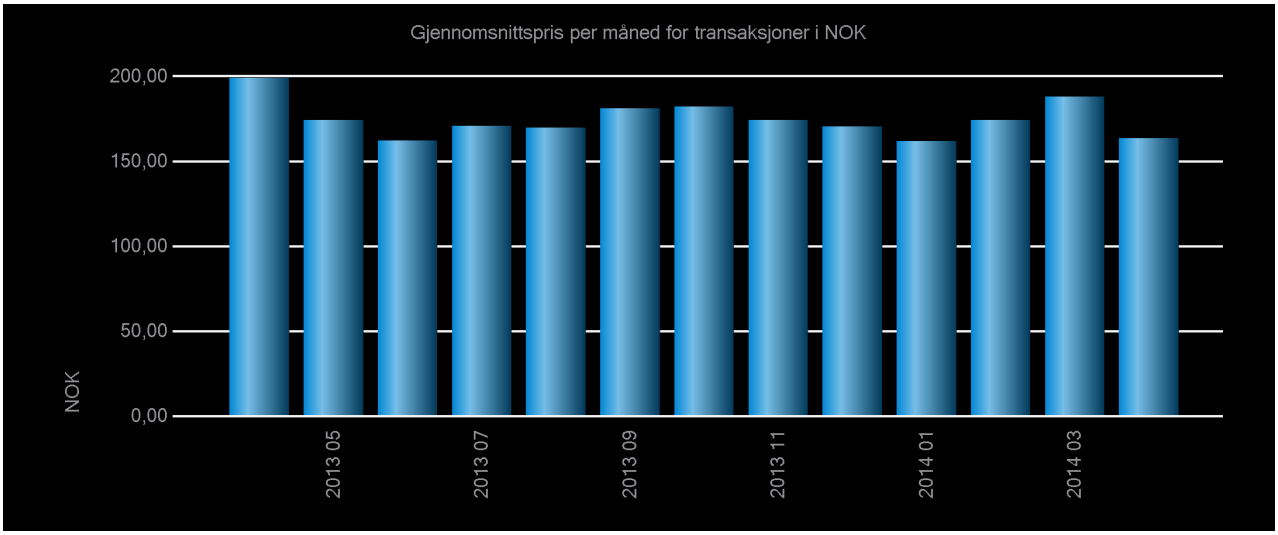
E-Mail: info@windtechniknord.de

www.windtechniknord.de

Vedlegg G - PRIS ELSERTIFIKATER 2013-2014

Gjennomsnittspris per måned

23.04.2014 16:18:24



Gjennomsnittspris for perioden*		
2013-04 - 2014-04	181,66	NOK

Måned	Gjennomsnittspris per måned	
2014 04	163,48	NOK
2014 03	187,94	NOK
2014 02	174,22	NOK
2014 01	161,84	NOK
2013 12	170,60	NOK
2013 11	174,43	NOK
2013 10	182,26	NOK
2013 09	181,19	NOK
2013 08	169,96	NOK
2013 07	170,88	NOK
2013 06	162,19	NOK
2013 05	174,36	NOK
2013 04	199,06	NOK

Valutadetaljer	
Valuta	NOK
Valutakurser sist oppdatert	2014-04-22
1 EUR	8,2615 NOK
1 EUR	9,0925 SEK

*Gjennomsnittspris, med basis i alle transaksjoner for søket.

Vedlegg H - NÅVERDI OG LCOE FOR DIESELSCENARIOET

Scenario # 1 - Dieselkraft

Avkastningskrav	5 %
Konsumprisindeks	2 %
Prisvekst diesel	3 %

Generelle parametere		
Drift og vedlikehold	413000	[kr]
Nettleie	0.35	[kr/kWh]
Kraftsalg	0.095	[kWh]
Årlig kraftsalg	693000	[kWh]
Årlig dieselforbruk	199023	[l]
Dieselpris inkl. frakt (år 0)	9	[kr/l]

Netto nåverdi								
År	0	1	2	3	4	5	9	10
Investeringskostnad	-610 000							
Driftskostnad		-421260	-429685	-438279	-447044	-455985	-493573	-503445
Dieselkostnader		-1844946	-1900295	-1957304	-2016023	-2076503	-2337123	-2407237
Nettleie-/kraftsalginntekter		314553	320844	327261	333806	340482	368549	375920
Årlig kontantstrøm	-610 000	-1951654	-2009136	-2068322	-2129261	-2 192 007	-2 462 147	-2 534 762
NPV	kr -17 643 918							

Langsiktige marginalkostnader energi								
År	0	1	2	3	4	5	9	10
Årlig energiproduksjon	0	693000	693000	693000	693000	693000	693000	693000
Årlige kostnader	610 000	2 266 206	2 329 980	2 395 582	2 463 067	2 532 489	2 830 696	2 910 681
LCOE	kr 3.79							

Vedlegg I - NÅVERDI OG LCOE FOR SJØKABELSCENARIOET

Scenario # 2 - Sjøkabel

Avkastningskrav	5 %
Konsumprisindeks	2 %

Generelle parametere		
Driftskostnad sjøkabel	365000	[kr]
Nettleie	0.35	[kr/kWh]
Årlig forbruk	693000	[kWh]

Netto nåverdi								
År	0	1	2	3	4	5	49	50
Investeringskostnad	-37 800 000							
Driftskostnad		-372300	-379746	-387341	-395088	-402989	-963166	-982430
Nettleieinntekter		247401	252349	257396	262544	267795	640044	652845
Årlig kontantstrøm	-37 800 000	-124 899	-127 397	-129 945	-132 544	-135 195	-323 123	-329 585
NPV	kr -40 986 105							

Langsiktige marginale kostnader energi (LCOE)								
LCOE								
År	0	1	2	3	4	5	49	50
Årlig energiproduksjon	0	693000	693000	693000	693000	693000	693000	693000
Årlige kostnader	37 800 000	372 300	379 746	387 341	395 088	402 989	963 166	982 430
LCOE	kr 3.74							

Vedlegg J - NÅVERDI OG LCOE FOR HYBRIDSCENARIOET

Scenario # 3 - Hybridsystem (Gitt vinddata for året 2008)

Avkastningskrav/Kapitalrente	5 %
Konsumprisindeks	2 %
Prisvekst diesel	3 %

Generelle parametere		
Drift og vedlikehold	513000	kr
Nettleie	0.35	kr/kWh
Pris elsertifikater	0.182	kr/kWh
Kraftsalg	0.095	kr/kWh
Årlig kraftsalg	693000	
Årlig dieselforbruk	64108	
Årlig dieselforbruk tomgang	142	
Dieselpris år 0 inkl. frakt	9	

Netto nåverdi								
År	0	1	2	3	4	5	19	20
Investeringskostnad	-6 975 000							
Driftskostnad		-523260	-533725.2	-544400	-555288	-566393	-747344	-762291
Dieselkostnader		-594283	-612111	-630475	-649389	-668871	-1011727	-1042079
Dieselkostnader tomgang		-1315	-1355	-1396	-1437	-1481	-2239	-2307
Nettleie-/kraftsalginntekter		401197	409221	417406	425754	434269	573009	584469
Årlig kontantstrøm	-6 975 000	-717 661	-737 970	-758 864	-780 360	-802 476	-1 188 302	-1 222 207
NPV	kr -18 273 696							

Langsiktige marginale kostnader energi (LCOE)								
År	0	1	2	3	4	5	19	20
Årlig energiproduksjon	0	693000	693000	693000	693000	693000	693000	693000
Årlige kostnader	6 975 000	1 117 543	1 145 837	1 174 875	1 204 677	1 235 264	1 759 071	1 804 370
LCOE	kr 2.79							

Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Postboks 5003
NO-1432 Ås
67 23 00 00
www.nmbu.no