

Fælles nordisk studie om pumped storage

Delrapport: Driftsmodelleringer og cost benefit analyse

Arbejdsgruppen for tyndtbefolkede områder under EK-Energi

Marts 2012, rev. 04.07.2012



Udgivelsesdato : 04.07.2012
Projekt : 30.9984.01

Udarbejdet : Jurij Burakovskij, Christian Nørr Jacobsen,
Kontrolleret : Rajinder Singh Sagoo, Christine Wennerberg

INDHOLDSFORTEGNELSE	SIDE
1 INDLEDNING	2
2 SUÐUROY, FÆRØERNE	2
2.1 Energisystemet på Suðuroy	2
2.2 Energisystemer i ø-samfund	4
2.3 Pumped storage muligheder på Suðuroy	4
2.4 Driftsmodellering for Suðuroy	7
2.4.1 Scenarie 1: Dækning af det nuværende elforbrug med øget andel af vedvarende energi	8
2.4.2 Scenarie 2: Dækning af både el og varmemeforbrug med el baseret på en øget andel af vedvarende energi.	9
2.5 Økonomiske overvejelser, Suðuroy	12
3 SARFANNGUAQ, GRØNLAND	14
3.1 Energisystemet i Sarfannguaq	14
3.2 VE -teknologier i et lille el-system	16
3.2.1 Solceller	16
3.2.2 Vindmøller	16
3.2.3 Varmepumper	19
3.3 Overvejelser om pumped storage i Sarfannguaq	20
3.4 Vindmøller og pumped storage i Sarfannguaq	21
3.5 Driftsmodellering	21
3.5.1 Scenarie 1: Sol - diesel løsning:	22
3.5.2 Scenarie 2: Vind - diesel - pumped storage	23
3.5.3 Scenarie 3: Sol – Vind –Diesel – Varmepumpe løsning:	25
3.6 Økonomiske overvejelser, Sarfannguaq	26
4 KONKLUSION	28
5 KILDER:	31

1 INDLEDNING

Denne rapport er tredje del af et fælles nordisk studie om pumped storage. Rapporten indgår i fælles nordisk studie om pumped storage og indeholder scenarier med driftsimuleringer ved forskellige teknologisammensætninger for energisystemerne i to lokaliteter, nemlig Suðuroy, Færøerne og i Sarfannguaq, Grønland.

Rapporten bygger videre på arbejdet præsenteret i rapporterne:

Delrapport: Faktorer til udvælgelse af lokaliteter

Delrapport: Udvalgelse af teknisk løsning med maksimal VE

De to lokaliteter der indgår i denne rapport er forskellige mht. størrelse af elforbrug, tekniske muligheder og vedvarende energiresourcer, men er begge isolerede el-systemer med stor afhængighed af fossile brændsler. I præsentationen er lagt vægt på de løsninger, der er relevante i forhold til en diskussion af pumped storage, da dette har været opgavens fokus. Undervejs har projektgruppen dog vurderet alternative løsninger til systemer med pumped storage, hvilket er præsenteret hvor dette synes relevant.

For hvert af scenarierne er der foretaget beregninger for samfundsøkonomi og emissioner sparet ved at have en øget andel af vedvarende energi i stedet for dieselbaseret el-produktion.

Tekniske overvejelser omkring udfordringerne med energisystemet i det lille el-system som det i Sarfannguaq er præsenteret særskilt for at belyse mulighederne og begrænsningerne for en omlægning til en bæredygtig energiforsyning i meget små el-systemer.

Anbefalinger vil til sidst blive givet på baggrund af resultater fra denne delrapport både for Suðuroy og Sarfannguaq med henblik på det videre arbejde.

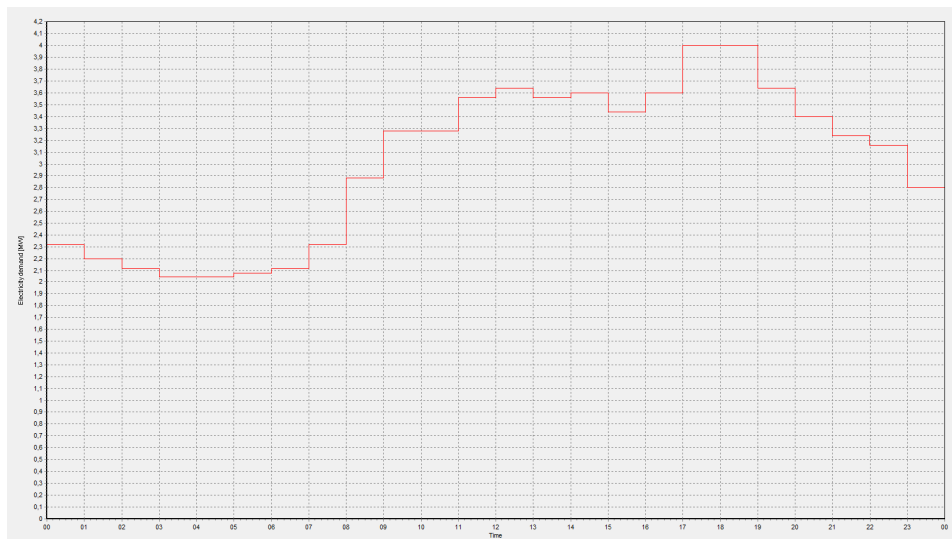
2 SUÐUROY, FÆRØERNE

Dette afsnit beskriver simuleringsmodeller for et scenarie med en enkelt vindmølle og et scenarie med pumped storage i kombinationen med henholdsvis 2 og 3 vindmøller på Suðuroy, Færøerne. Modellerne er opbygget vha. simuleringsprogrammet EnergyPRO 4.1, hvor formålet er at give en vurdering af, hvordan el – og varmebehovet kan dækkes med vedvarende energi.

2.1 Energisystemet på Suðuroy

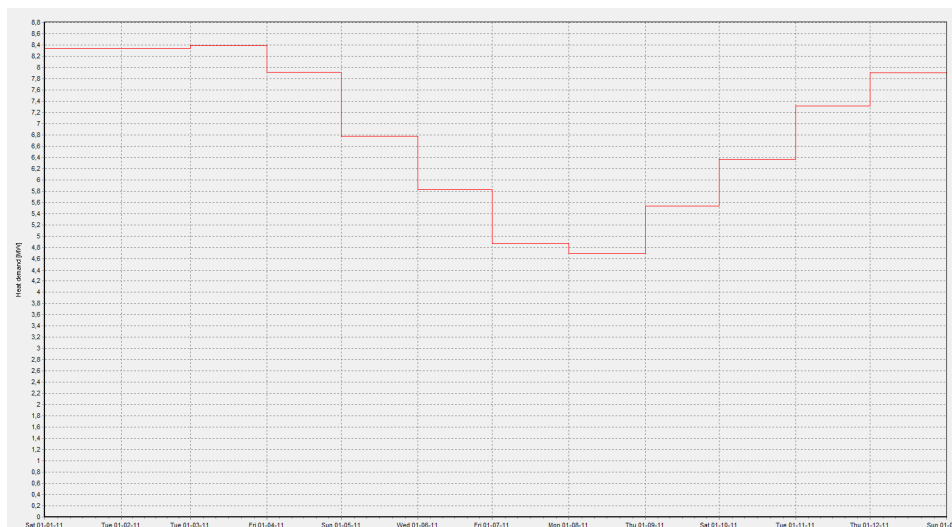
Suðuroy har ca. 5.000 indbyggere med et samlet årligt elforbrug på ca. 26.600 MWh og et varmemeforbrug på ca. 60.000 MWh. Boligerne opvarmes individuelt med centralvarme fra oliefyr.

Ud fra kendskabet til det årlig el forbrug er der lavet følgende estimeret døgnkurve for elforbruget, hvor det estimerede elforbrug er angivet i hver af de respektive timer.



Figur 1: *Estimeret døgnvarighedskurve over elforbrug på Suðuroy. Elforbruget varierer fra 2,05 MWh/h kl. 03-05, til 4 MWh/h kl. 17-19*

Varighedskurven for varmeforbruget er opbygget ud fra det samlede årlige forbrug og graddage.



Figur 2: *Varighedskurve over varmeforbrug på Suðuroy. Varighed over året på månedsbasis.*

Øens nuværende elforbrug dækkes af et eksisterende vandkraft med en effekt på 3,3 MW, og en årlig produktion på ca. 5.000 MWh el, suppleret med el produceret af et dieseldrevet kraftværk med en effekt på 9,55 MW.

2.2 Generelt om el-net i ø-samfund

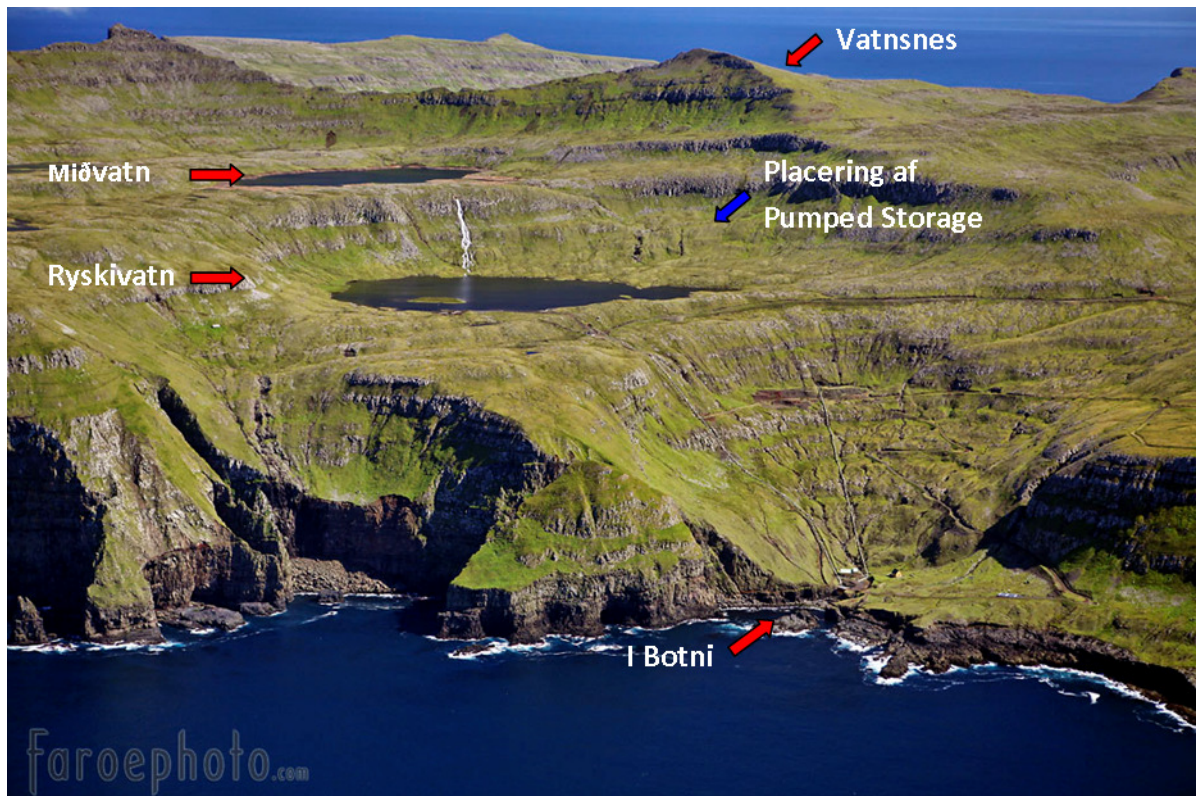
Det danske el-net er et fastlands el-net der er transnationalt og har både transmissionsforbindelse til Sverige, Norge og Tyskland. I el-nettet er der i dag ca. 25 % vind-el uden lagringsmuligheder, men Danmark har mulighed for import og eksport via transmissionsforbindelserne, hvilket i realiteten gør det muligt at have større andele af vind-el i systemet og samtidig balancere frekvensen. Dette kendetegner langt de fleste energisystemer.

Suðuroy har begrænsede muligheder for frekvensbalancering, da det er en ø, hvis el-net er isoleret fra noget fastland samt hovedøen Streymoy på Færøerne. Import og eksport er derfor ikke en nuværende mulighed på Suðuroy, og der er derfor en øget chance for at der kan opstå høje frekvensvariationer, hvis ikke der er tilstrækkelig fleksibel produktion i energisystemet for dermed at kunne skabe frekvensbalance. På nuværende tidspunkt bliver elforbruget kun dækket af fleksible produktionsenheder i form af dieseldrevne generatorer og det eksisterende vandkraftværk. Ved at introducere en større andel vind-el i energisystemet giver det større udfordringer med hensyn til frekvensbalanceringen og dermed skærpede krav til lagringsmuligheder og fleksibel el-produktion.

En ø uden el-forbindelse til fastlandet men med en stor andel af vind-el, er en stor udfordring og ikke noget der er så mange erfaringer med. Der findes dog et system, meget sammenligneligt med systemet på Suðuroy, på øen El Hierro i Spanien, som er den mindste af de kanariske øer. Her er der installeret fem 2,3 MW vindmøller, et pumped storage anlæg med en samlet pumpekapacitet på 3 MW fordelt over seks pumper og back-up med dieselgeneratorer. Pumped storage anlægget har et nedre reservoir på 100.000 m³ mens det øvre i 700 meters højde har et reservoir volumen på 500.000 m³. Værket er endnu ikke færdigbygget men ventes at stå klar i sommeren 2012 og 80 % af øens forventede elforbrug i 2015 vil blive dækket af vind-el i samspil med vandkraft. Selvom der ikke findes driftserfaringer endnu, må systemet forventes at kunne håndtere en så stor fluktuerende el-produktion, ved balancering med pumped storage og dieselgeneratorer og dermed opnå 80 % vedvarende energi.

2.3 Pumped storage muligheder på Suðuroy

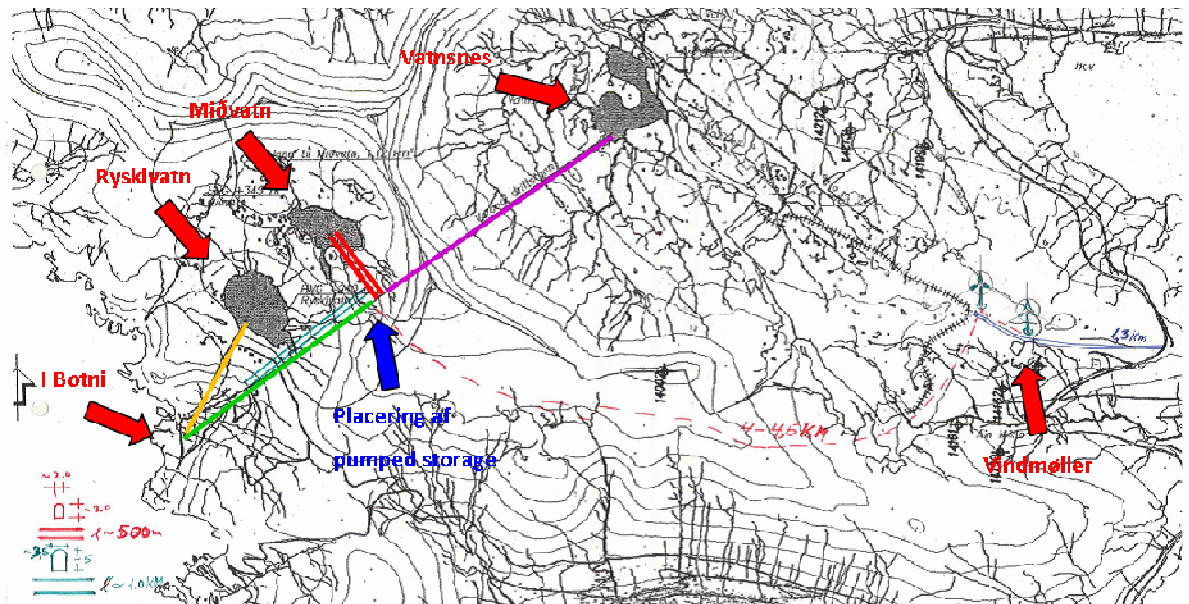
Der er pumped storage muligheder på Suðuroy, da der findes flere større naturlige reservoirs med en faldhøjde på flere hundrede meter, der derfor potentielt er mulige at anvende til formålet. Der er valgt at fokusere på området omkring det eksisterende vandkraftværk I Botni, der ligger på Suðuroys vestkyst, hvor 3 større velegnede reservoirs ligger – Ryskivatn, Miðvatn og Vatnsnes.



Figur 3: Oversigtsbillede af området omkring I Botni. Kilde: www.faroephoto.com

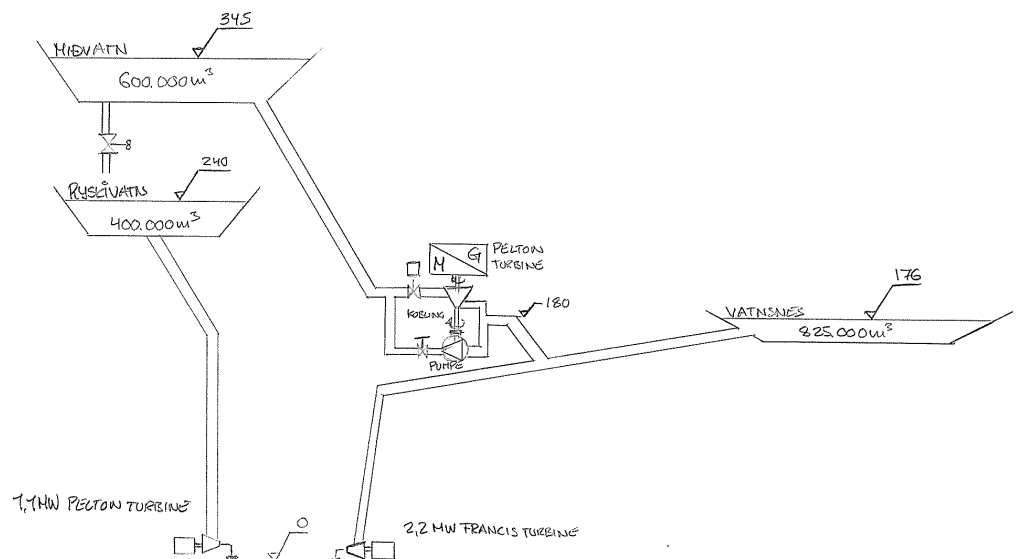
På billedet ses nederst det eksisterende vandkraftværk "I Botni". Yderligere ses to reservoirs – tættest på er Ryskivatn, 240 m. over havet, med en vandmængde på 600.000 m³, og bagerst er Miðvatn, 345 m. over havet, med en vandmængde på 400.000 m³. Det tredje og største reservoir, Vatnsnes, kan ikke ses på billedet men har en placering umiddelbart bag den højre bjergtop, hvilket er i omegnen af 3 km fra I Botni vandkraftværket. Vatnsnes, 176 m. over havet, har en vandmængde på 825.000 m³.

Placeringen af pumped storage anlægget vil i forslaget blive etableret sydøst for Miðvatn i en højde af 180 m. over havet, og der vil således også komme til at være forbindelse mellem Miðvatn og Vatnsnes. Ryskivatn vil ikke blive forbundet til de andre reservoir, og vil stadig kun have forbindelse til det eksisterende vandkraftværk. En oversigtsskitse kan ses på figur 4 herunder:



Figur 4: Oversigt over forbindelser af reservoir, vindmøller, og vandkraftværk

Der er af Jarðfeingi blevet udarbejdet nogle forslag til pumped storage konfigurationer. Med udgangspunkt i disse forslag er et enkelt forslag valgt ud, der er et samspil mellem vindmøller, de 3 reservoirs og det eksisterende vandkraftværk. En skitse af anlægget kan ses på figur 5 herunder:



Figur 5: Principskitse af pumped storage forbindelsen mellem reservoirs

I Botni, hvor de to turbiner befinder sig, er Færøernes første vandkraftværk og har været i drift siden 1921, men er blevet renoveret et par gange siden, blandt andet med nye turbiner i 1965-66. Værkets el-produktionen styres fra hovedstationen i Vág, hvor motorværket også er. På nuværende tidspunkt er der kun turbiner på vandkraftværket og der er derfor ikke pumped storage drift.

For at pumped storage kan etableres som vist på Figur 5, er det derfor nødvendigt at installere et pumpe/turbine-system, samt have en central automatisk styring der kan styre, hvornår der skal aftages el til at pumpe vand op, og hvornår der skal løbe vand gennem turbinerne og producere el. En styring bør samtidig sikre et sammenspil mellem reservoirs og vandkraftværk, så vandforbruget sker på en optimal måde.

I de følgende driftssimuleringer antages det, at reservoirerne maksimalt kan tømmes $\frac{3}{4}$ af vandmængden. Desuden antages det, at der ikke kan pumpes fra havet til reservoirerne og at disse ikke kan fyldes mere op end de angivne volumener.

2.4 Driftsimulering for Suðuroy

Der er regnet på to hovedscenarier:

1. Dækning af nuværende elforbrug med øget andel af vedvarende energi. Der er valgt en løsning med en enkelt stor vindmølle, hvilken i dette tilfælde er 2,3 MW, i kombination med det eksisterende vandkraftværk og det dieseldrevne kraftværk.
2. Dækning af både el og varmemeforbrug med el baseret på en øget andel af vedvarende energi. Der er regnet på to delscenarier med henholdsvis 2 og 3 vindmøller i kombination med nyt vandkraftværk, det eksisterende vandkraftværk og det eksisterende dieseldrevne kraftværk. Her er det forudsat at varmebehovet dækkes af varmepumper og der regnes med en gennemsnitlig årlig COP¹ på 3.

Det antages, at varmepumperne i simuleringerne er de såkaldte bjergvarmeanlæg som det kendes fra Sverige og som der allerede er gjort de første erfaringer med på Færøerne.

I modellen regnes der med en vindmøllestørrelse på 2,3 MW med en estimeret årlig produktion på Færøerne på ca. 9.100 MWh. Udgangspunktet for estimeringen er vinddata fra programmet RETScreen fra Akraberg på Suðuroy.

Den nedenstående tabel illustrerer de anvendte parametre i beregningsmodellerne.

Vindmølle, 2,3 MW, gennemsnitlig årlig produktion	9.100 MWh
Eksisterende årlig produktion fra vandkraft	5.082 MWh
Årligt elforbrug eksklusiv varme	26.600 MWh
Årligt varmemeforbrug	60.000 MWh
COP på varmepumperne	3
Anslået årlig elforbrug til varmepumperne	20.000 MWh
Samlet årlig elforbrug inkl. varmepumperne	46.600 MWh

Tabel 1 De anvendte parametre beregning af scenarier for Suðuroy.

Hvis opvarmningsbehovet skulle dækkes af for eksempel en elpatron (COP = 1) i de enkelte boliger vil det samlede elforbrug være noget højere, nemlig ca. 86.600 MWh.

¹ COP er et udtryk for forholdet mellem varmeleverancen og det elforbrug der bruges til at drive varmepumpen. Jo større COP, jo højere effektivitet.

2.4.1 Scenarie 1: Dækning af det nuværende elforbrug med øget andel af vedvarende energi

Suðuroys årlige elforbrug er på ca. 26.600 MWh. På nuværende tidspunkt bliver der produceret ca. 5.000 MWh el vha. vandkraft hvilket svarer til, at ca. 19 % af øens elforbrug dækkes af vedvarende energi.

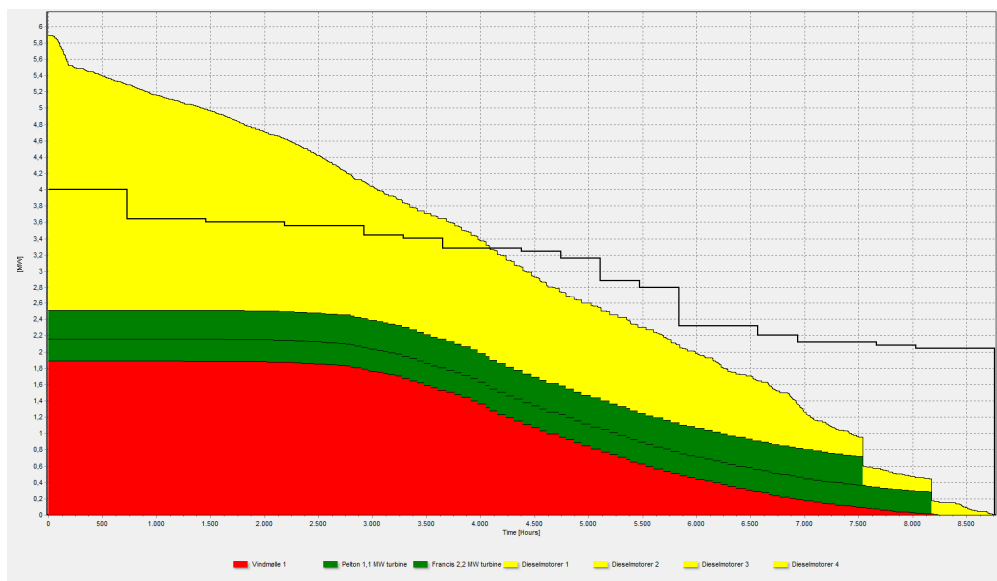
I dette scenarie vurderes mulighederne for at dække en større del af øens elforbrug med vedvarende energi. Resultaterne er sammenfattet i nedenstående tabel.

El - uden varmebehov	Scenarie 1: 1 vindmølle, VE- andel > 50 %
Eksisterende vandkraft, MWh/år	5.082
Vindmølle(r), antal	1
Vindmølle(r), produktion, MWh/år	9.100
% el dækning med vindmøller	34 %
Diesel til el produktion MWh/år	12.418
Produceret el i alt, MWh/år	26.600
% el dækning med vedvarende energi	53 %

Tabel 2: Scenarie 1 med en enkelt stor vindmølle, hvor kun elforbruget skal dækkes.

Driftsstrategien er således, at vindmøllen til hver en tid levere el-produktion til el-nettet, uden at nedregulere sin mulige el-produktion. Desuden antages det, at der produceres den samme mængde el som nu på vandkraftværket uafhængigt af vind-produktionen. El-produktionen fra vind og vandkraft prioriteres højest, og det eksisterende dieseldrevet kraftværk anvendes kun, når elforbruget ellers ikke kan dækkes. Desuden vil dette kraftværk sikre forsyningssikkerheden.

Den nedenstående figur illustreres scenarie 1 på en varighedskurve. Vindmøllen har første prioritet, eksisterende vandkraft anden og diesel har tredje prioritet.



Figur 6: Varighedskurve for Scenarie 1, Den røde graf illustrerer produktionen fra vind, den grønne vandkraft og den gule produktionen fra diesel kraftværket.

Vindmøllen er koblet direkte til el-nettet og dækker teoretisk set 34 % af elforbruget med udgangspunkt i de anvendte vinddata og inklusiv transmissionstab. Denne andel er høj i betragtning af at der hverken er mulighed for eksport eller lagring. Store moderne vindmøller, som den valgte 2,3 MW vindmølle, er dog avanceret nok til at kunne lave selvregulering i tilfælde af, at el-produktionen bliver højere end ønsket. Ved en sådan regulering hjælper vindmøllen med at balance frekvensen i el-nettet dermed skabe større fleksibilitet i produktionen. Det er blevet vurderet ud fra driftssimuleringerne, at det bør være muligt at have en 2,3 MW vindmølle i energisystemet på Suðuroy uden behov for ekstra lagringskapacitet. I driftssimuleringerne opnås i alt en andel af vedvarende energi i el-produktion på godt 50 % (Vind-el og eksisterende vandkraft).

Med en dækningsgrad på 34 % opnås der en reduktion på 9.100 MWh i dieseldrift, svarende 900.000 liter diesel regnet med en brændværdi på 43 MJ/kg og en densitet på 0,85 kg/l. Dette giver en tilsvarende CO₂ fortrængning på 2.370 tons CO₂ årligt.

2.4.2 Scenarie 2: Dækning af både el og varmekonsum med el baseret på en øget andel af vedvarende energi.

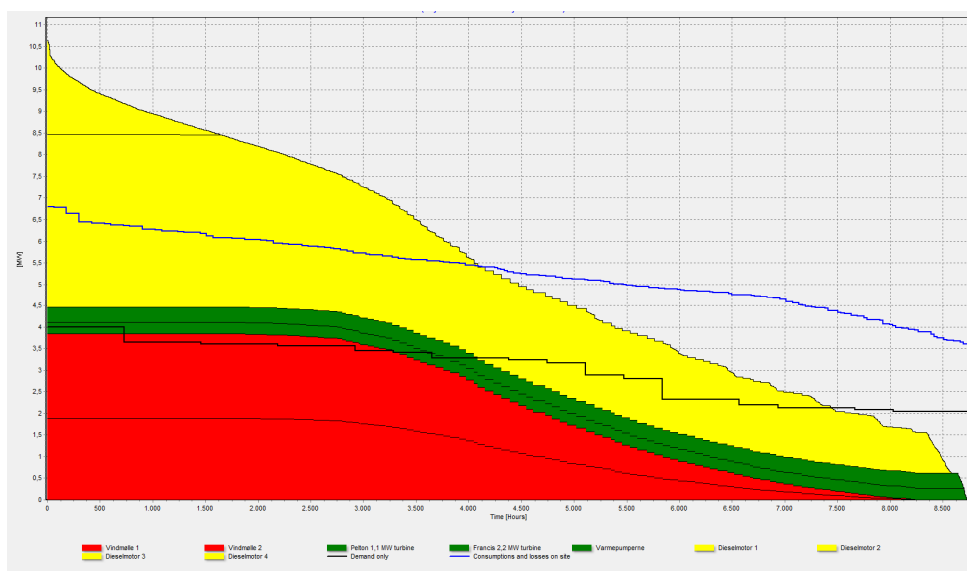
I dette scenarie vurderes mulighederne for at dække en større del af både øens el- og varmekonsum med vedvarende energi. Til at dække Suðuroys varmekonsum kunne eldrevne varmepumper eksempelvis installeres hos de enkelte forbrugere, hvilket disse driftssimuleringer tager udgangspunkt i.

Med et årligt varmebehov på ca. 60.000 MWh vil det kræve ca. 20.000 MWh el til at drive varmepumperne, regnet med en COP på 3. Tabel 3 illustrerer to scenarier. Der er regnet på henholdsvis 2 og 3 vindmøller, svarende til en vindandel i el-systemet på ca. 40 % og 60 %.

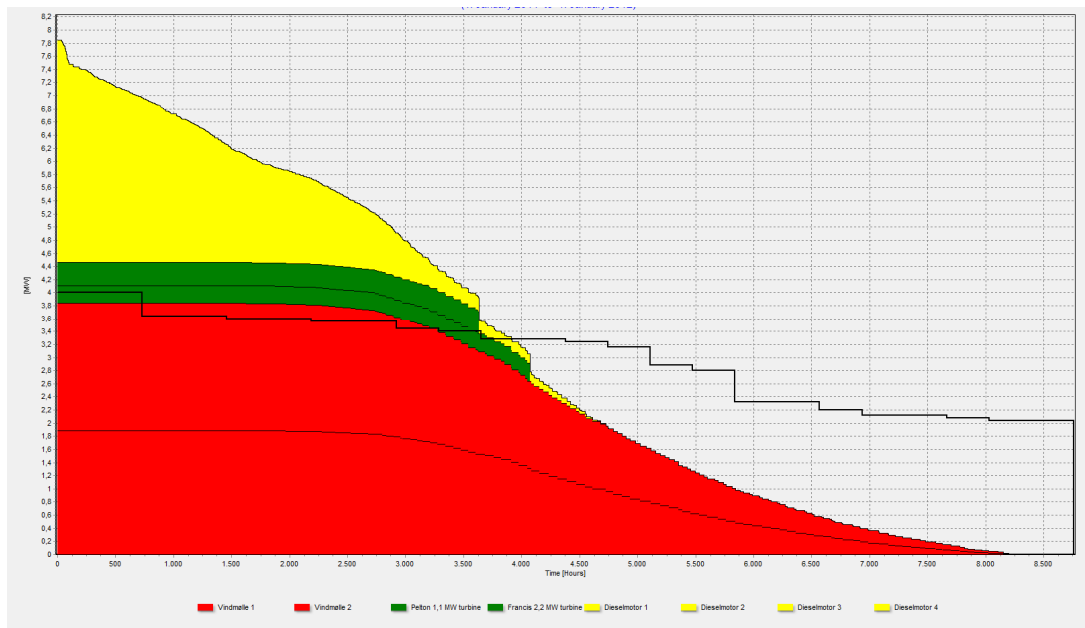
El- og varmebehov	Scenarie 2.1: 2 vindmøller, vind- andel ca. 40 %	Scenarie 2.2: 3 vindmøller, vind- andel ca. 60 %
Vandkraft, MWh/år	5.082	5.082
Vindmøller, antal	2	3
Vindmøller, produktion, MWh/år	18.200	27.300
% dækning med vindmøller	39 %	59 %
Pumped storage, pumpe, MWh/år	2.255	6.845
Pumped storage, turbine, MWh/år	1.507	4.771
Diesel til el produktion	21.811	9.447
% dækning med vedvarende energi	53 %	80 %

Tabel 3: Scenarier, hvor el – og varmebehov dækkes med forskellige andele af fluk-
tuerende vedvarende energi.

I ovenstående scenarier forudsættes det, at varmebehovet på Suðuroy dækkes af varmepumper. I virkeligheden kan der være forhold, der gør at ikke alle bygninger vil kunne anvende varmepumper til opvarmningen. Opvarmningen kan eventuelt delvist baseres på direkte elvarme via elpatroner. Elpatroner er billigere at anskaffe og nemmere at installere hos forbrugerne end varmepumper, men effektiviteten af elpatroner (COP = 1) betyder, at det vil være nødvendigt at investere i ekstra el-kapacitet for at bibeholde samme dækning af el- og varmebehovet med vedvarende energi.



Figur 7: Varighedskurve for Scenarie 2.1, hvor vind er den røde graf, vandkraft den grønne graf og diesel kraftværket den gule graf.



Figur 8: Varighedskurve for Scenarie 2.2, hvor vind er den røde graf, vandkraft den grønne graf og diesel kraftværket den gule graf

I begge scenarier er det nødvendigt at anvende pumped storage for at udjævne forskelle mellem el-produktionen fra vindmøllerne, og det faktiske forbrug. Det vurderes, at de tre eksisterende reservoirer, Miðvatn, Ryskivatn og Vatnsnes i samspil vil kunne lagre de nødvendige vandmængder over året. Pumped storage anvendes kun i mindre grad ved scenarie 2.1, mens der er langt mere brug for anlægget til udjævning og aftag af overskudsproduktion af el fra vindmøllerne i scenariet med 3 store vindmøller.

Vindandelene i de to scenarier er henholdsvis ca. 40 % og ca. 60 %, hvilket igen kan synes højt. Der kommer dog til at findes lignende andele af vind-el på den spanske ø El Hierro der er tidligere nævnt, og det må det derfor antages, at det også synes muligt på Suðuroy grundet meget sammenlignelige forhold. Udover lagringsmuligheden ved pumped storage, vil Suðuroy i fremtiden potentielt set have muligheder for at af-tage overskuds-el i varmtvandstanke i forbindelse med varmepumper (eller eventuelt elpatroner) og/eller eventuelt elbiler. Med store vindandele bør det undersøges, om det vil være nødvendigt med forstærkning af lokale el-net på Suðuroy.

Der kan opnås en dækningsgrad med vedvarende energi på 53 % med to vindmøller og pumped storage og 80 % med 3 vindmøller og pumped storage. Dette betyder, at produktionen fra dieselgenerator til el og forbruget af petroleum til opvarmning bliver reduceret med henholdsvis 64.789 MWh (75 %) og 77.153 MWh (89 %).

Omregnet til en CO₂ fortrængning fås henholdsvis ca. 16.900 ton CO₂ - og 20.100 ton CO₂ årligt på driften.

2.5 Økonomiske overvejelser, Suðuroy

Der er foretaget økonomiske beregninger med henblik på at udregne en produktionspris, angivet i DKK/kWh, for hvert scenarie. Investeringsomkostningerne tager udgangspunkt i Jarðfeingis egne beregninger fra 2008, opdateret til 2012 prisniveau. Investeringerne for én vindmølle placeret på øen kan ses i tabel 3 herunder:

Vindmølle, 2,3 MW		
Samlede investeringer	38,2	mio. DKK
Samlede O&M (2 %)	0,5	mio. DKK/år

Tabel 4: Oversigt over samlede investeringer og O&M i Scenarie 1

De samlede investeringer inkluderer vejlægning, vindmølle, fundament, transport, transmission, transformere og tilkobling til el-nettet.

El-produktionsprisen er beregnet over en 20-årig periode for vindmøllen, med en diskonteringsrente på 5 % ser ud som følger (2012 priser):

Vindmølle, 2,3 MW		
Levetid	20	år
Anlæggelse af adgangsvej	3,2	mio. DKK
Vindmølle	17,3	mio. DKK
Transmission	4,4	mio. DKK
Transformer	0,34	mio. DKK
Tilkobling til SEV	13	mio. DKK
Total investering	48,3	mio. DKK
O&M	0,5	mio. DKK/år
Elproduktion	9.100	MWh/år
El produktionspris	0,37	DKK/kWh

Tabel 5: Elproduktionspris for placering af én 2,3 MW vindmølle på Suðuroy

El-produktionsprisen for vindmøllestrømmen er beregnet til 0,37 DKK/kWh, hvilket er på linie med traditionelle landbaserede vindmøller f.eks. i Danmark. Elproduktionen er højere end normalt for landbaserede møller hvilket skyldes de ekstremt gode vindforhold på Færøerne.

El-produktionsprisen for den eksisterende vandkraft og dieselgeneratorerne er opgivet af Jarðfeingi til at være henholdsvis 0,25 DKK/kWh og 0,96 DKK/kWh hvilket samlet giver en resulterende elproduktionspris på 0,82 DKK/kWh

Den samlede resulterende el-produktionspris for Suðuroy i Scenarie 1, med produktionsfordelingen som i tabel 2 med én vindmølle, den eksisterende vandkraft og dieselgeneratorene vil være omkring 0,62 DKK/kWh. Produktionsomkostningen bliver dermed væsentlig reduceret ved introduktion af én stor mølle på Suðuroy.

Der er foretaget økonomiske beregninger med henblik på at udregne en produktionspris, angivet i DKK/kWh, for de to scenarier på tilsvarende vis som for Scenarie 1.

Det er antaget, at omkostningerne ved transmission og vejlægning er uafhængigt af antallet af vindmøller, hvorimod de andre omkostninger følger antallet af vindmøller. El-produktionsprisen for 2- og 3 vindmøller er beregnet til at være 0,21 - 0,22 DKK/kWh.

I begge af disse to delscenarier er det krævet, at der skal investeres i en udbygning af et pumped storage-anlæg, som skal ligge mellem reservoirene Miðvatn og Vatnsnes.

Parametre og en beregnet el-produktionspris for pumped storage-anlægget i begge delscenarier kan ses i tabel 6 herunder:

Pumpe/Turbine	Scenarie 2.1	Scenarie 2.2	Enhed
Investeringshorisont	20	20	år
Levetid	50	50	år
Tunneller	25,7	25,7	mio. DKK
Turbine/Pumpe enhed	16	16	mio. DKK
Turbinestyring	3,1	3,1	mio. DKK
Totale omkostninger	62,8	62,8	mio. DKK
O&M (2%)	0,9	0,9	mio. DKK
Elproduktion	1.507	4.771	MWh/år
Elproduktionspris	2,3	0,7	DKK/kWh

Tabel 6: *E-produktionspris for vandkraftanlæg med pumped storage. I beregningerne er der taget hensyn til den lange tekniske levetid af anlægget ved indregning af scrapværdi.*

El-produktionsprisen for pumped storage er fundet til at være relativt høj, specielt for scenarie 2.1 hvor systemet spiller sammen med to vindmøller. Den høje elproduktionspris skyldes den begrænsede udnyttelse af anlægget. I scenarie 2.2 hvor pumped storage anlægget fungerer med 3 møller bliver udnyttelsen bedre og prisen dermed væsentlig lavere.

Beregningerne viser, at el-produktionspris for scenarie 2.1 og 2.2 (vindkraft og pumped storage) bliver henholdsvis 0,39 DKK/kWh og 0,29 DKK/kWh.

Den samlede el-produktionspris for Suðuroy i scenarie 2.1 og 2.2 inkl. den eksisterende vandkraft og dieselgeneratorerne og en produktionsfordeling som i tabel 3 fundet henholdsvis 0,64 DKK/kWh og 0,42 DKK/kWh. Dette er i begge tilfælde væsentlig lavere end den nuværende elproduktionspris på 0,82 DKK/kWh.

Besparselsen på elproduktionsomkostningen afhænger dog stærkt af, hvor stor en produktion der vil være fra pumped storage-anlægget og af udviklingen i olieprisen. Generelt vil et større elbehov være til fordel for pumped storageanlægget.

SARFANNGUAQ, GRØNLAND

Dette afsnit beskriver et enkelt scenarie, hvor en mindre bygd i Grønland, Sarfannguaq, forsynes med vedvarende energi og reducerer andelen af dieselproduceret el og oliebaseret opvarmning.

2.6 Energisystemet i Sarfannguaq

Sarfannguaq ligger på Grønlands vestkyst, omkring 40 km øst for Sisimiut, med et indbyggertal på blot 126 personer. Bygden forsynes med el fra et dieselbaseret elværk og har herudover en net tilsluttet forsøgsvindmølle på 6 kW. Elværket har to dieselmotorer med en max effekt på 197 kW hver.

El-produktionsprisen lå ifølge Nukissiorfiit i 2010 på 4,41 kr./kWh, men forbrugerne betaler prisloftet i Grønland på 3,02 kr./kWh. Elforbruget fjernaflæses af elselskabet time for time. Der er i alt 61 målere.

Olie eller petroleum bliver brugt til opvarmning.

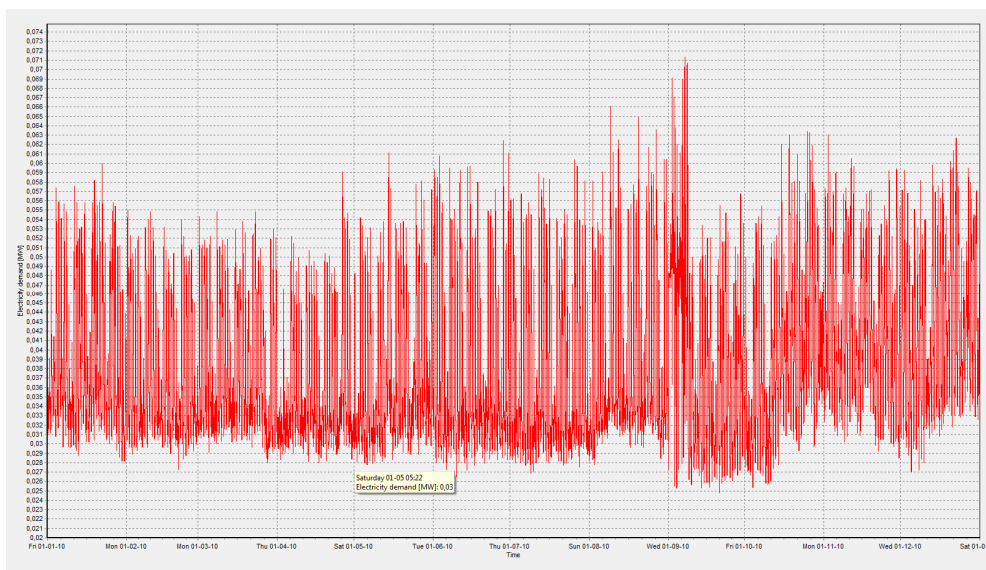
Fiskeri er et udbredt erhverv i området, hvorfor der også findes en fiskefabrik i byen. Sarfannguaq har et årlig elforbrug på ca. 420 MWh om året, når fiskefabrik er medregnet (Forbrugsdata for 2010). Ifølge el-data for 2010 var fiskefabrikken i drift i ca. 6.000 timer. De største el-forbrugere udover fiskefabrikken, er den lokale butik m. lager og byens vandforsyningsanlæg.

Elforbruget sammensætning var i 2010 (rettet for målerfejl):

Varelager:	86 MWh
Fiskefabrik i drift ² :	119 MWh
Vandforsyningsanlæg	39 MWh
Kommunale bygninger	19 MWh
Private bygninger	155 MWh
I alt	418 MWh

Tabel 7: Oversigt over fordeling af elforbruget

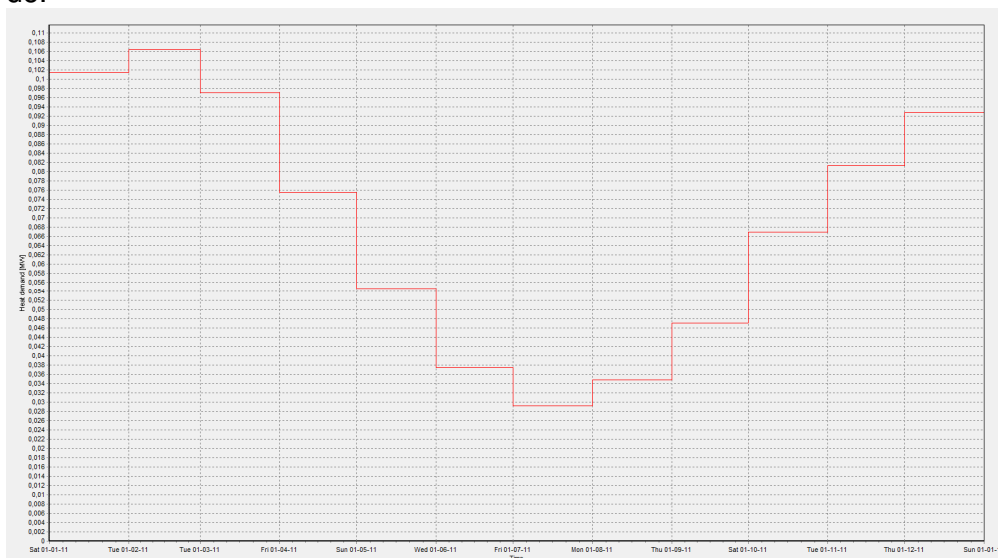
² Når fiskefabrikken ikke er i drift har den et årligt energiforbrug på 30 MWh.



Figur 9: Sarfannguaqs elforbrug i 2010 uden fiskefabrik.

Da der er usikkerhed om fiskefabrikkens fortsatte drift er driftsmodellen opbygget uden drift af fiskefabrikken. Elforbruget for Sarfannguaq anslås derfor at være ca. 334 MWh/år, hvilket er inklusiv fiskefabrikkens stand-by forbrug.

Det årlige forbrug af jet petroleum var 47.000 liter i 2010 og bygdens samlede forbrug af gasolie var 96.000 liter³. Ved en anslået virkningsgrad på 80 % svarer dette til et opvarmningsbehov på ca. 1.200 MWh. Typisk ligger vurderinger af opvarmningsbehovet i Grønland på ca. 4 gange det årlige elforbrug⁴, hvilket er i tråd med ovenstående.



Figur 10: Årligt varmebehov i Sarfannguaq. Kurven er opbygget ud fra graddage

³ Oplyst af PolarOil 2011.

⁴ Vurdering af Grønlands vandkraftressourcer, 2005

2.7 VE -teknologier i et lille el-system

I arbejdet med scenarierne er følgende teknologier blevet overvejet:

2.7.1 Solceller

Det sydlige Grønland har gunstige solforhold som betyder at solceller vil være en egnet teknologi. Solcellerne fungerer rigtig godt ved de lave omgivelsestemperaturer der forefindes på Grønland, og reflekteringen fra sne og is vil desuden give høj soludnyttelsesgrad. Typisk vil moderne solcelleanlæg have en effektivitet på omkring 15 %. Firmaet Ol Electric har erfaring med at opstille solceller på Grønland, hvor de på nuværende tidspunkt har opstillet 65 anlæg til fyrtårne.

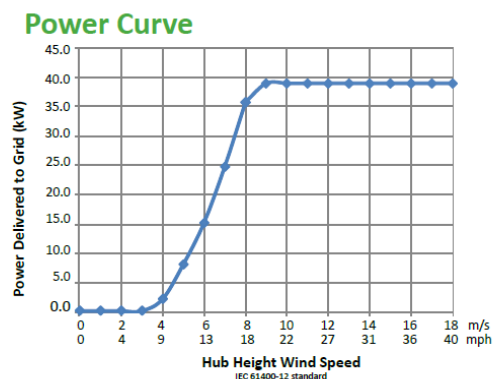
2.7.2 Vindmøller

Der er valgt at fokusere på 3 forskellige vindmølle størrelser i denne undersøgelse – en på 35kW effekt, en på 50kW effekt og en sidste på 100kW effekt. Hver af disse vindmøller er kort beskrevet herunder.

35kW vindmølle

Den mindste af vindmøllerne er en Endurance G-3120, med en effekt på 35kW. Udvalgte specifikationer for denne vindmølle kan ses herunder, og et specificeret datablad kan ses i bilag 1.

Rotor diameter:	19,2 m
Effekt:	35 kW
Nav-højde:	30,5 m & 42,7 m
Cut-in vindhastighed:	3,5 m/s



Figur 11: Effektkurve for Endurance Wind Power G3120, 35kW

Denne vindmølletype er designet til at kunne operere bedst ved lave vindhastigheder og i arktisk klima, hvilket er en fordel i forhold til Sarfannguaq. Allerede ved omkring 9 m/s vil denne type vindmølle producere omkring den nominelle effekt på 35kW.

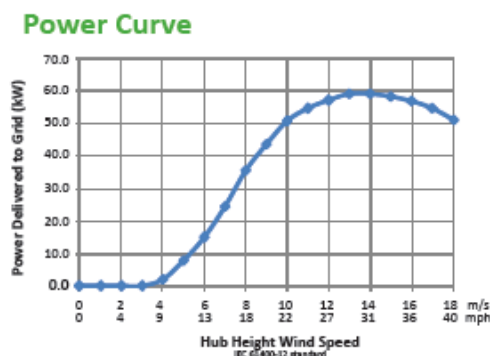
50kW vindmølle

Denne vindmølle er en Endurance Wind Power E-3120 mølle på 50 kW, hvilken er af samme type som 35kW vindmøllen, blot en større model.

En vindmølle af typen Endurance Wind Power E3120 har følgende udvalgte specifikationer, men et datablad med yderligere data kan findes i bilag 2

Rotor diameter:	19,2 m
Effekt:	50 kW
Nav-højde:	30,5 m & 42,7 m
Cut-in vindhastighed:	3,5 m/s

Effektkurven har følgende udseende, hvor det ses, at den maksimale effekt opnås ved vindhastigheder omkring 13-15 m/s:



Figur 12: Effektkurve for Endurance Wind Power E3120, 50kW

Denne vindmølletype er også designet til at kunne operere bedst ved lave vindhastigheder og i arktisk klima, hvilket er en fordel i forhold til Sarfannguaq.

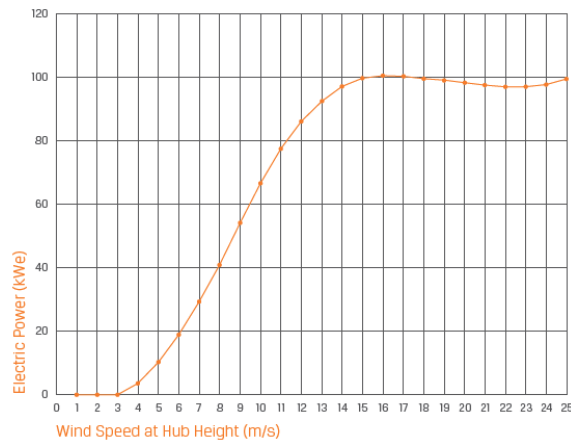
100kW vindmølle

Den største af de vindmøller, der er anvendt i scenarierne er en Northern Power 100 Arctic vindmølle med en effekt på 100 kW.

En vindmølle af typen Northern Power 100 Arctic, har følgende udvalgte specifikationer, men et datablad med yderligere data kan findes i bilag 3.

Rotor diameter:	21 m
Effekt:	100 kW
Nav-højde:	37 m / 30 m
Cut-in vindhastighed:	3,5 m/s

Effektkurven har følgende udseende, hvor det ses, at den maksimale effekt opnås ved vindhastigheder omkring 16-17 m/s:



Figur 13: Effektkurve for Northern Power 100 Arctic, 100 kW

Denne type vindmølle er specielt designet til drift under arktiske forhold, idet den kan være i drift ned til -40°C . Turbinen er special-designet for at minimere isdannelse og vingerne er coatet med en hydrofobisk polymer. Et datablad for denne type vindmølle kan findes i bilag 3.

Overvejelser omkring vind-el i et lille energisystem.

Det er i projektforløbet blevet undersøgt, hvilken betydning effektstørrelsen af en opstillet vindmølle vil have på det lille energisystem i Sarfannguaq, og ligeledes vil have i andre bygder i Grønland. Baggrunden for undersøgelsen er, at ekstreme vejrforhold kombineret med at bygdens meget svage el-net giver udfordringer i forhold til frekvenssvingninger og valg af komponenter.

Disse problematikker bliver underbygget af en rapport for Danmarks Tekniske Universitet⁵ (vedhæftet som bilag), der har opstillet- og lavet test med den eksisterende 6 kW vindmølle i Sarfannguaq. Rapporten præsenterer udfordringerne i forhold til valg af vindmølle samt berettigelsen af overhovedet at have vind-el i så lille et el-net. Disse udfordringer har givet anledning til nogle overvejelser omkring vindmøller i Sarfannguaq:

- Vindmøllen skal kunne modstå arktisk klima.
- Kun få kommercielle vindmøller findes i små effektstørrelser til arktisk klima.
- Små vindmøller med lav effekt kan ikke reguleres ved overproduktion.
- Det kræver en meget lille vindmølleeffekt for at undgå overproduktion i små energisystemer.
- Et lille el-net med høje fluktuationer i forbruget og dermed frekvensen, kræver avanceret frekvensstyring af invertere.

⁵ "Installation of test turbine for test of performance in arctic environment and the influence on the power quality in the grid" Kasper Rønnow Jakobsen, Danmarks Tekniske Universitet

Regulering og frekvensstyring

El-produktionen fra små vindmøller, typisk <100kW, er ikke mulig at regulere ved gearing eller pitche bladene, hvilket betyder at en lille vindmølle ikke kan reguleres i tidspunkter, hvor det er nødvendigt – kun stoppe produktionen. Det samme er gældende med frekvensstyringen, hvilken kan være fluktuerende i det svage el-net med få brugere. Erfaringer med den eksisterende 6 kW vindmølle har vist, at den hidtil kun har leveret en brøkdel af den forventede produktion, fordi inverterne tvinger vindmøllen til at slukke, når frekvensen ændrer sig med $\pm 0,1$ Hz, hvilket sker meget ofte.

Vindmølleeffekt

Der er som udgangspunkt fokuseret på 3 forskellige vindmøllestørrelser til Sarfannguaq – en med en effekt på 35 kW, en med 50 kW og en med 100kW. Ifølge dokumentet fra Danmarks Tekniske Universitet, valgte de en 6 kW vindmølle til Sarfannguaq af to årsager. Ved at studere elforbruget gennem flere år blev det identificeret, at det mindste elforbrug var 24 kW, hvilket betød at vindmøllen skulle være under 10 kW for at kunne levere til el-nettet i Sarfannguaq. En markedsundersøgelse viste, at kun en eneste vindmølle opfyldte de krav, de havde til vindmøllen – en 6kW Proven P11 vindmølle.

2.7.3 Varmepumper

Varmepumper udnytter energi i jord, klippe, luft eller vand til at producere varme. Der anvendes el som drivmiddel. For Sarfannguaq er der taget udgangspunkt i luft-til-vand varmpumper, der kan operere ned til -20°C . Ved lavere temperaturer slår en sikring til, og pumpen kører herefter på ren elvarme. Varmepumpen kan således fungere til opvarmning i huse med centralvarme. Firmaet Danfoss leverer bl.a. varmpumper til det Grønlandske marked, og i analysen er der taget udgangspunkt i en standardmodel fra Danfoss.

Levetiden er oplyst til at være mellem 10-15 år, hvilket udelukkende skyldes at kabinettet bliver meget grimt og ødelagt af havgus og saltvand. Komponenterne er forsegledede og kan derfor i realiteten klare 15-20 år.

En standardtest af effektiviteten for varmpumpen fra Danfoss viser en årlig gennemsnitlig COP⁶ på 4,5-4,6, ved 7°C udeluft, og 35°C fremløbstemperatur. For arktiske forhold med meget lavere udetemperaturer, må en markant lavere årlig gennemsnitlig COP forventes. Det er antaget, at den gennemsnitlige årlige COP er på 2.

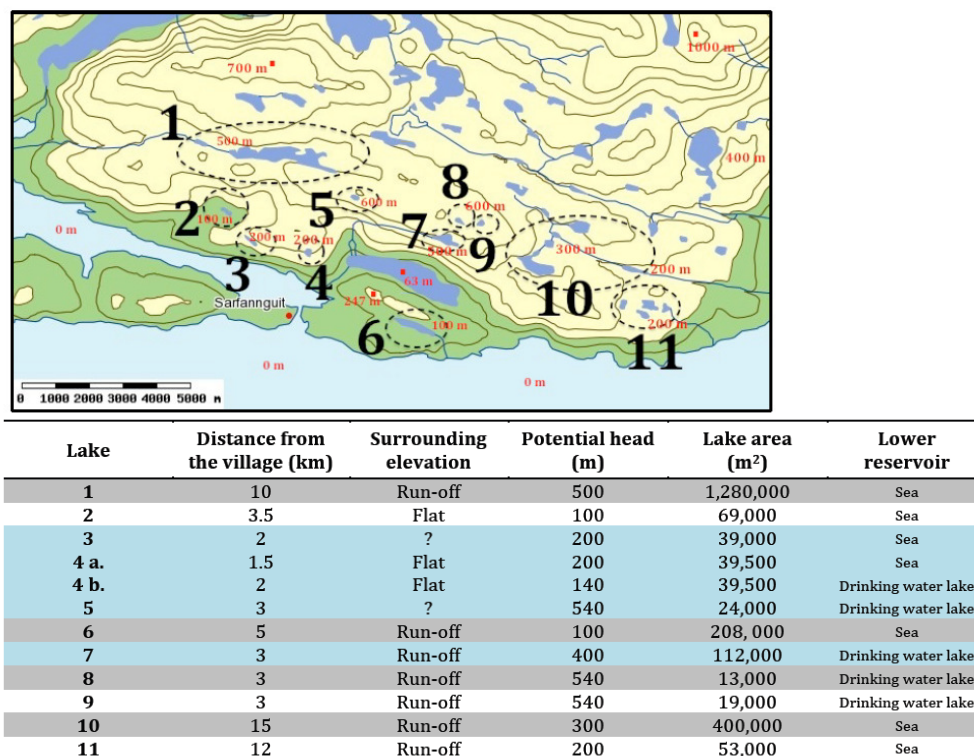
Danfoss oplyser at sne og isdannelse er ikke et problem, idet varmpumperne har indbygget automatik, der kan detektere sådanne forekomster og selvafrime med et lille varmelegeme.

Ifølge Energistyrelsen i Danmark koster en 5-10 kW luft-til-vand varmpumpe i omegnen af 70.000 DKK ekskl. Moms. Prisen er inklusiv installation.

⁶ COP er et udtryk for hvor meget varme varmpumpen leverer i forhold til den energi, der skal bruges til at drive anlægget.

2.8 Overvejelser om pumped storage i Sarfannguaq

I forbindelse med et kandidatspeciale udført af Mathieu Labour i samarbejde med Grontmij i foråret 2011, blev mulighederne for pumped storage kortlagt omkring Sarfannguaq. Gennemgangen af mulighederne viste potentielt gode forhold for pumped storage med hensyn til faldhøjde og naturlige reservoirstørrelser. En oversigt over mulige reservoirs kan ses på Figur 14.



Figur 14: Oversigt over reservoirs nær Sarfannguaq

Området omkring Sarfannguaq har reservoirs der er højt beliggende og har derfor muligheder for pumped storage, hvilket også var en af grundene til, at denne bygd blev valgt ud til yderligere undersøgelse. Gennem udarbejdelse af scenarier har det dog vist sig, at pumped storage vil være en mindre god teknologi, på grund af flere barriere, som vil blive diskuteret i følgende afsnit.

2.9 Udfordringer ved anvendelse af drikkevandssøen som nedre reservoir

Som det fremgår af Figur 14 er det nedre reservoir vurderet til enten at være havet eller drikkevandssøen. Hvis havet anvendes som nedre reservoir vil det ikke være muligt at lave pumped storage, hvor der pumpes vand op til et øvre reservoir for at lagre energien. Grunden er at vandet i reservoirerne er ferskvand, og dyr og planteliv i og tæt omkring reservoiret vil blive ødelagt af saltholdigt havvand.

Det andet alternativ er at anvende drikkevandssøen som det nedre reservoir, men der er udfordringer ved dette alternativ. Hvis drikkevandet anvendes som vandforsyning til bygden, skal alt udstyr og materiale som drikkevandet kommer i berøring med opfylde væsentlige krav i henhold til den gældende grønlandske drikkevandsbekendtgørelse. Eksempelvis ligger drikkevandssøen inden for en spærrezone, så det er nødvendigt at indhente dispensation for alt arbejde der udføres omkring søen, da det udgør en risiko for drikkevandet. Bekendtgørelse nævner også, at den person eller foretagende der udgør en risiko for forurening af søen skal have kapital nok til at sørge for rensning og udbedring af skaderne.

2.10 Vindmøller og pumped storage i Sarfannguaq

Som det blev nævnt i forrige afsnit, er det ikke simpelt at koble anden end en meget lille vindmølle til el-nettet i Sarfannguaq, da det vil give reguleringsproblemer på grund af det lille elforbrug og dermed store frekvensudsving.

Hvis det antages, at styringen kan håndteres med den eksisterende 6kW vindmølle, således at den producerer kontinuerligt til el-nettet, vil der være det problem, at der ikke er overskuds-el til pumped storage, da størrelsen af møllen netop er valgt for ikke at overstige elforbruget på noget tidspunkt og frekvensen være til at balancere.

Dette betyder, at større vindmøller skal installeres, hvis det skal retfærdiggøre et pumped storage-anlæg, hvor el-produktion overstiger hele bygdens elforbrug til tider og lagres. Sådanne situationer vil gøre det endnu sværere, hvis ikke umuligt, at styre frekvensen i et så lille el-net.

Hvis det i stedet vælges at have en vindmølle dedikeret til at producere el til pumpen i pumped storage, bør det i teorien være muligt at have en større vindmølle installeret, da der ikke er samme krav til styring og balancering som til direkte produktion til el-nettet. Denne løsning kræver at pumpe, turbine og rørføring adskilles for at være i stand til både at pumpe vand op og producere el fra turbinen på samme tid. Yderligere er det en ineffektiv løsning grundet tab i produktionskæden vind -> pumpe -> turbine -> el-net. Samlet set vil det typisk betyde at 30 % af produktionen fra vindmøllen går tabt.

På baggrund af disse aspekter er det vurderet, at pumped storage potentielt set kan lade sig gøre, men det vil være en teknisk svær- og formegentlig en meget dyr løsning.

2.11 Driftsmodellering

I de følgende afsnit vil driftssimuleringer for tre delscenarier med introduktion af vedvarende energi i Sarfannguaq blive præsenteret. Scenarie 1 ses som den teknologisk simpleste- og realistiske løsning. Scenarie 2 og 3 er også nævnt, men de er vurderet til at være teknisk meget udfordrende jævnfør problematikkerne med både vindmøller og pumped storage i Sarfannguaq.

Teknologisammensætningen i de valgte scenarier er vurderet ud fra mulighederne i Sarfannguaq.

Der arbejdes med følgende hovedscenarie, scenarie 1:

- Et sol-diesel scenarie, hvor kun elforbruget dækkes.

De andre, teknisk udfordrende, scenarier, scenarie 2 og 3 er følgende:

- Et vind-pumped storage-diesel scenarie, hvor kun elforbruget dækkes
- Et vind-sol-diesel-varmepumpe scenarie, hvor både el-behovet og varmebehovet dækkes.

For at undersøge energisystemet i det opstillede scenarier er der anvendt simuleringsprogrammet EnergyPro 4 og Microsoft Excel.

2.11.1 Scenarie 1: Sol - diesel løsning:

I dette scenarie dækkes en del af elforbruget af solceller, og suppleres med el fra dieselgeneratorer, der producerer på tidspunkter hvor el-produktion fra solcellerne er utilstrækkelig.

For Sarfannguaq er anvendt soldata målt ved Tasersuaq udløb i 1989⁷. Der er anvendt solindfald for en optimal hældning på 60° på en sydvendt flade. Dette giver en højere produktion end ved anvendelse af standardmålinger på en vandret flade.

Ifølge SolEnergiCenter (www.solenergi.dk), har et standard monokrystallinsk solcellepanel en virkningsgrad på 15 % (de mest effektive er sat til 18 %).

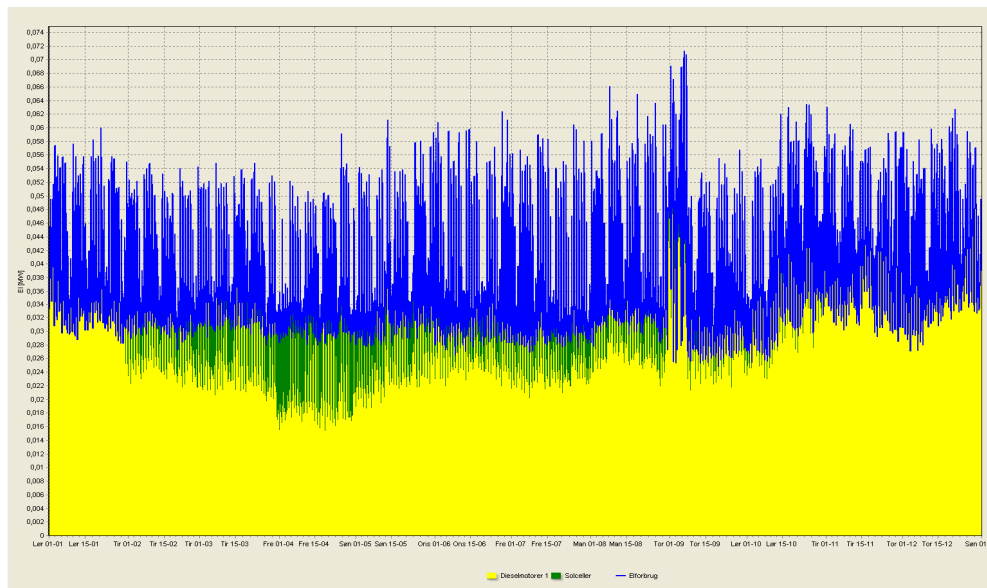
Med en antaget virkningsgrad på 15 % og en maksimum produktion på 30 kWp, svarende til elforbruget på en typisk solskinsdag, kan der max installeres i omkring 230 m² solceller.

En oversigt over el-produktionsfordelingen mellem solceller og dieselgeneratorer kan ses herunder:

Solceller producerer:	47 MWh/år
Dieselgeneratorer producerer:	287 MWh/år
I alt:	334 MWh/år

På nedenstående Figur 15 kan fordelingen mellem el-produktion fra dieselgeneratorerne og solceller ses over et år. Den gule graf er el-produktionen fra dieselgeneratorerne, den grønne graf er el-produktionen fra solceller, og den blå graf er det samlede el-forbrug. For el-produktionen fra solceller er der tale om gennemsnitsværdier over en måned. Reelt set vil solceller dække en stor andel i dagtimerne og intet om natten.

⁷ Solenergipotentiale i Grønland, Prøvestationen for Solenergi, 1993



Figur 15: Oversigt over el-produktionen fra dieselgeneratorer og solceller, samt det samlede elforbrug.

Scenarie 1 er et teknisk simpelt scenarie, da det blot kræver et areal på 230m² som er sydvendt, hvor solcellepanelerne kan opsættes. Solcellerne vil dog kun fortrænge en lille del af den dieselbaserede el-produktion, (14 %) og Sarfannguaq vil derfor stadig være meget afhængige af en stor produktion fra dieselgeneratorerne.

De 14 % fortrængning af el-produktionen fra dieseldrift vil omregnet til en CO₂ fortrængning give en besparelse på udledt CO₂ på 342 ton CO₂ årligt. Denne værdi er regnet med en antaget brændværdi på 43 MJ/kg og en densitet på 0,85 kg/l.

Varmebehovet inddrages ikke i dette scenarie og dækkes fortsat af diesel-jet petroleum.

2.11.2 Scenarie 2: Vind - diesel - pumped storage

Dette scenarie er blevet udarbejdet under antagelse af, at det er muligt at have en stor vindmølle koblet til el-nettet og pumped storage til at aftage overskuds-el. Der ses derfor bort fra mulige regulerings- og frekvensstyringsproblematikker som tidligere er diskuteret.

I scenariet vil elforbruget blive dækket ved hjælp af en vindmølle, der således dækker så meget af el-behovet som muligt. Det antages at denne type vindmølle kun er i stand til at levere 15 % af elforbruget direkte til nettet. I de tidspunkter, hvor vindmøllen producerer mere el end der kan aftages i nettet, vil den resterende del blive anvendt til at pumpe vand op i det øvre reservoir. Vandet kan derefter anvendes til fleksibel el-produktion i en vandturbine, når der er behov for det. Det resterende elforbrug dækkes af dieseldrevne generatorer.

Til pumped storage er der taget udgangspunkt i drikkevandssøen øst for Sarfannguaq som nedre reservoir, og en større sø nord for drikkevandssøen som øvre reservoir. Der er dermed i disse driftssimuleringer ikke taget højde for de miljømæssige hensyn som er beskrevet i afsnit 3.4.

Faldhøjden mellem de to reservoirs er anslået til at være 400 meter. En oversigt over, og data for de to reservoirs (nr. 6 og nr. 7) kan ses på Figur 14.

Det er antaget, at pumpen har en effektivitet på 80 %, og at turbinen har en effektivitet på 90 %, hvilket giver et energitab på ≈ 30 % ved pumped storage. Opvarmning af rørene er ikke integreret heri. Den ekstra energimængde til opvarmning vil i realiteten øge totalforbruget.

Der er blevet foretaget driftssimuleringer med hver af de 3 vindmøllestørrelser, som er præsenteret tidligere i notatet. Resultaterne viser, at overskuds el-produktionen for en 35 kW- og en 50 kW vindmølle vil være for lille til at anvende det i kombination med pumped storage. Det er derfor ikke muligt at anvende 35 kW og 50 kW vindmøllerne, er der er derfor fokuseret på 100 kW vindmøllen i de videre simuleringer.

En oversigt over produktionen fra vindmøllen, og hvad denne el-produktion anvendes til kan ses herunder:

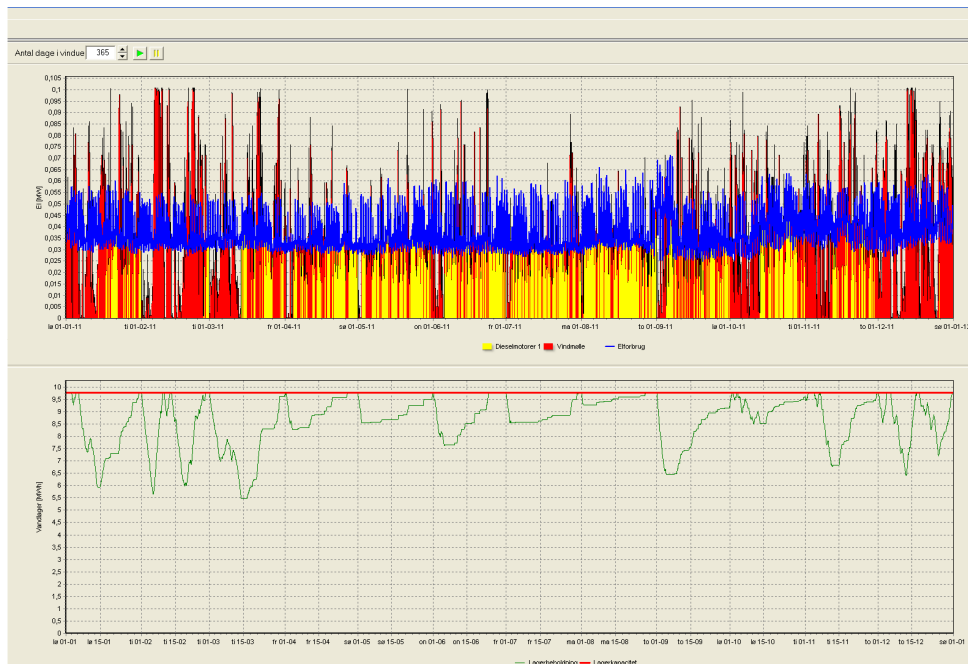
Vindmøllen producerer	176	MWh/år
15 % sendes ind på nettet	26,4	MWh/år
Overskudsel	149,6	MWh/år
Pumpe effektivitet	0,8	
Effekt leveret til lager	119,6	MWh/år
Turbine effektivitet	0,9	
El fra turbine til nettet	107	MWh/år

Tabel 8: Oversigt over anvendelse af el-produktionen fra vindmøllen

Oversigten over el-produktionsfordeling til el-nettet kommer til at se ud som følger.

Vindmøllen, 100 kW, producerer: 26,4 MWh/år
Turbinen producerer: 107 MWh/år
Dieselgeneratorer producerer: 200,6 MWh/år
I alt: 334 MWh/år

På nedenstående Figur 16 er fordelingen mellem el-produktion fra vindmøllen (rød kurve), turbinen og dieselgeneratorerne (gul kurve) illustreret, hvor driften af turbinen er vist som lagerbeholdningen i den nederste graf. Den blå graf viser det samlede el-forbrug.



Figur 16: Oversigt over el-produktionen, elforbruget og lagerbeholdningen

Det kan ses på figuren, at der er overskuds el-produktion fra vind, og dermed behov for at pumpe vand op i det øvre reservoir på mange tidspunkter af året. Der vil med stor sandsynlighed ikke være problemer med volumen af lageret, da søen er stor, og turbinen ofte er i drift.

2.11.3 Scenarie 3: Sol – Vind – Diesel – Varmepumpe løsning:

Dette scenarie er blevet udarbejdet under antagelse af, at det er muligt at have en vindmølle på 100 kW koblet til el-nettet og varmepumper til at aftage overskuds-el. Der ses derfor bort fra de regulerings- og frekvensstyringsproblematikker tidligere diskuteret.

I dette scenarie dækkes elforbruget af solceller (30 kWp), en vindmølle (100 kW) og dieselgeneratorer, hvor driften er således at solceller og vindmøllen producerer så meget som muligt og dieselgeneratorerne producerer til de tidspunkter, hvor produktion fra solceller og vindmøllen er utilstrækkelig.

Varmeforbruget er i dette scenarie medtaget, og dækkes af eldrevne varmepumper som er installeret hos alle forbrugere i stedet for oliefyr. Dette betyder, at det samlede elforbrug stiger markant. Sarfannguaqs årlig varmebehov er anslået til 1.200 MWh.

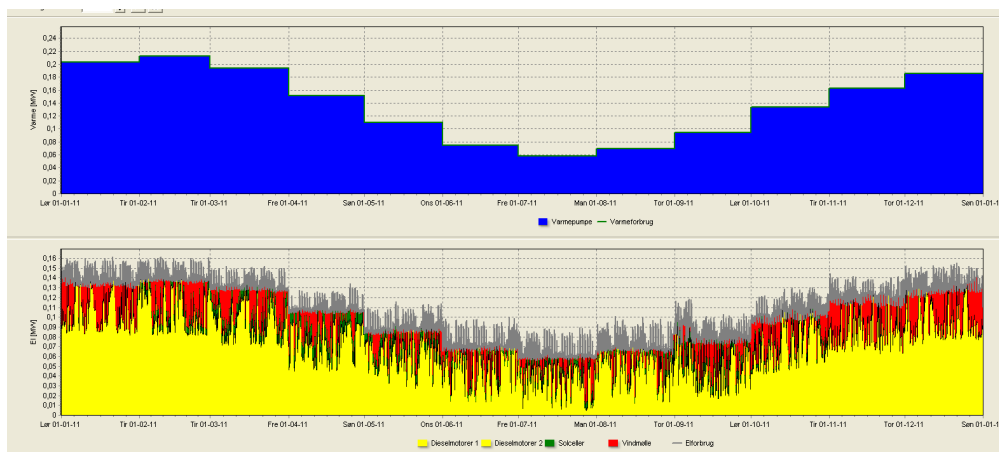
Der regnes med en årlig COP på 2 for varmepumperne, grundet den lave temperatur i vinterperioden.

Det forudsættes desuden, at hvert hus får installeret en varmtvandsbeholder på 100 l, der kan virke som lager i de individuelle huse samt for hele energisystemet. I driftsmodellen er der regnet med ét samlet varmtvandslager på 5 m³.

Herunder ses en oversigt over el-produktionen fra de forskellige enheder.

Vindmølle producerer:	182 MWh/år
Solceller producerer:	47 MWh/år
Diesलगenerator 1 producerer:	631 MWh/år
Diesलगenerator 2 producerer:	74 MWh/år
I alt:	934 MWh/år

På Figur 17 herunder viser den øverste graf varmebehovet, og hvordan det bliver dækket vha. varmepumperne. Den midterste graf viser elforbruget og produktionen af vind-el, sol-el og diesel-el, hvor den gule graf angiver diesलगeneratorerne, den røde - vindmøllen og den grønne - solceller.



Figur 17: Oversigt over varmepumpe drift, el-produktion samt varmtvandslagerbeholdning.

I det nuværende energisystem skal der opfyldes et varmebehov på 1.200 MWh, og 334 MWh el. Det antages, at der anvendes samme fossile brændstof (diesel) til el- og varmeproduktion, samt at diesलगeneratoren har en effektivitet på 35 % og varmeproduktionsenhederne har en effektivitet på 80 %. Der er derfor et årligt behov for 2.460 MWh diesel.

I scenarie 3 produceres der samlet 705 MWh el på diesलगenlægget. Med en virkningsgrad på 35 %, giver det et årligt behov for 2.014 MWh diesel.

Dette giver en årlig diesलगenbesparelse på 446 MWh diesel, svarende til reduktion på 18 %, der i stedet dækkes af vedvarende energi.

Varmepumper, varmtvandsbeholdere og det generelt større el-system betyder, at det ikke er nødvendigt at etablere lager i form af pumped storage.

2.12 Økonomiske overvejelser, Sarfannguaq

Der er foretaget økonomiske beregninger med henblik på at udregne en produktionspris for solceller og for scenarie 1 samlet set, angivet i DKK/kWh. Investeringssomkostningerne tager udgangspunkt i priser oplyst af OI electric for 2012.

En oversigt over beregningen for produktionsprisen for solceller kan ses i tabellen herunder:

Solcelle elproduktionspris		
Levetid	20	år
Investering inkl. Levering og installering	3.000	DKK/m2
Antal m2 solceller	230	m2
Samlet investering	690.000	DKK
Solinstråling årligt, sydvendt 60° flade	1380	kWh/m2
Effektivitet	0,15	
Total produktion solcelleanlæg	47	MWh/år
Gennemsnitlig Pris/kWh	1,25	DKK/kWh

Tabel 9: *Oversigt over beregning af produktionsprisen for solceller*

Som det ses i Tabel 9 er produktionsprisen beregnet til 1,25 DKK/kWh. Ifølge Nukis-siorfiit er prisen for indkøb af diesel 1,31 DKK/kWh, inkl. den Danske Energistyrelses fremskrivning til 2012, hvilket betyder at produktionsprisen for solceller på niveau med den diesel som fortrænges. Solcelleproduktionsprisen er meget afhængig af solindstrålingen. Hvis mere konservative data anvendes stiger elproduktionsprisen til 2 DKK/kWh.

Der ses dog en trend, hvor solceller hastigt bliver både billigere at producere og mere effektive, samtidig med at diesel bliver dyrere. Investeringen i solceller vil dermed være et interessant supplement til elproduktionen på diesel.

Det har ikke været muligt at prissætte scenarie 2 og 3, da der er flere større økonomiske usikkerheder forbundet med dette.

3 KONKLUSION

Der er i denne delrapport blevet udarbejdet scenarier for Suðuroy på Færøerne og bygden Sarfannguaq i Grønland. For Sarfannguaq er der desuden blevet gjort overvejelser om teknologierne vindmøller og solceller i forbindelse med en tilkobling af disse til bygdens el-net.

Suðuroy:

Suðuroy har utroligt gode vindforhold og gode muligheder for at udnytte eksisterende reservoirer til pumped storage. Dette giver gode muligheder for at øge andelen af vedvarende energi betydeligt.

I det første scenarie blev det vist, at ved blot at have en enkelt vindmølle på 2,3 MW koblet til el-nettet kan dækningsgraden med vedvarende energi i el-produktionen øges fra 19 % til 53 %, fordi el-produktionen fra vindmøllen er høj og kan afsættes i el-nettet. Dette er også afspejlet i el-produktionsprisen for vindmøllen på 0,37 DKK/kWh, og en samlet el-produktionspris for Suðuroy på 0,62 DKK/kWh, hvilket er en reduktion på 24 % i forhold til den nuværende.

De to andre scenarier, hvor varmekonsumet inddrages og pumped storage udbygges, øges dækningsgraden i det samlede energisystem med vedvarende energi markant til 53 % og 80 % med henholdsvis 2 og 3 vindmøller.

El-produktionspriserne i scenarierne ligger på henholdsvis 0,64 DKK/kWh og 0,42 DKK/kWh, hvilket er markant lavere end den nuværende el-produktionspris. Det vil sige selv ved en situation hvor pumped storage anlægget ikke kører så ofte vil den samlede produktionspris for el kunne reduceres væsentligt.

Det anbefales, at der arbejdes videre med en udbygning på Suðuroy med vind. En udbygning med vindmøller anbefales at ske gradvis med i første omgang én stor vindmølle, der vil give mulighed for at få erfaring med styring af el-nettet og give tid til anlæggelse af en driftsstrategi samt forberedelse til en el-baseret energiforsyning – både på el, varme og transportsiden.

På transportsiden er det interessant, at undersøge mulighederne for at have elbiler, da afstandene på Suðuroy er korte og tilbagelægges på nuværende tidspunkt i benzin og dieselmotorer. De korte afstande og temperaturforholdene gør, at Suðuroy har et godt potentiale for introduktion af elektriske biler. Elbiler, der lades intelligent vil kunne spille fint sammen med et el-system med fluktuerende el-produktion og behov for lagring. Sidstnævnte er dog ikke undersøgt i forbindelse med dette projekt.

Sarfannguaq:

I delrapporten er 3 forskellige scenarier blevet præsenteret, som søger at indpasse en så stor andel af vedvarende energikilder som muligt i et lille isoleret el-system med et årligt el-behov på 366 MWh. Konklusionerne her vil generelt gælde for bygder med et el-behov på op til ca. 1.000 MWh om året.

En oversigt over el-dækningsgraden med vedvarende energi for de 3 scenarier kan ses af tabellen herunder.

Scenarie	El-dækningsprocent med VE
1) Solceller (30kWp)-diesel	14 % (el)
2) Vind (100kW)-diesel-pumped storage	40 % (el)
3) Solceller-vind-diesel-varmepumpe	18 % (el+varme)

Tabel 10: Oversigt over dækningsgrad med vedvarende energi i de 3 scenarie for Sarfannguaq

Hvert af disse scenarier har hver deres fordele og ulemper, som kort vil blive opsummeret herunder.

Scenarie 1, hvor solceller introduceres i elforsyningen, er det mest simple og realistiske scenarie, da det blot kræver et areal som er sydvendt, hvor solcellepanelerne kan opsættes. Teknologien er velkendt og kræver kun lidt vedligeholdelse og teknisk viden at drive. Forholdene for solceller er rigtig gode, idet der er forholdsvis mange solskinstimer i Sarfannguaq, refleksioner fra is, sne og hav der øger produktionen og panelerne kan placeres på tagrygge eller andre steder i byen, der forsimples adgangen til dem. Scenarie 1 vil dog fortrænge mindst diesel el-produktion, og Sarfannguaq vil derfor stadig være meget afhængige af en produktion fra dieselgeneratorerne. Varmebehovet inddrages ikke i dette scenarie og dækkes fortsat af diesel-jet petroleum.

Scenarie 2, der inddrager en vindmølle og pumped storage, har den største dækningsprocent med 55 % af elforbruget, hvilket er langt mere end de to andre scenarier. Logisk nok er dette system også komplekst, idet det indeholder flere produktionsenheder og stor fluktuerende el-produktion. Yderligere vil der være store udfordringer ved frekvensstyringen. Varmebehovet er inddraget ikke i dette scenarie.

Scenarie 3 inddrager både solceller, vindmølle og varmepumper, og dækker dermed både el- og varmemeforbruget. Dækningsprocenten med vedvarende energi på 18 % af el- og varmemeforbruget, er ikke så betydeligt med tanke de investeringer der er nødvendige. Dette scenarie vil ligesom scenarie 2 være komplekst, da det indeholder flere produktionsenheder med stor fluktuerende el-produktion. Yderligere vil det være et ineffektivt system i de koldeste måneder på året, hvor dieselgeneratorerne bliver nødt til at producere strøm til varmepumperne for at dække varmebehovet.

At erstatte dieselbaseret el-produktion med vedvarende energi i Sarfannguaq vil være forbundet med store tekniske udfordringer. Der findes ikke umiddelbart en teknisk løsning, der er klar til at kunne implementeres. Årsagen til de tekniske udfordringer synes primært til at skyldes frekvensstyring, således at el-produktionen fra de vedvarende energikilder kan synkroniseres med Sarfannguaqs el-net. De forholdsvis store frekvensudsving i netværket kan få inverterne til at koble ud, og dermed ikke sørge for at den producerede el fra vindmøller og solceller leveres til el-nettet.

For at imødegå de tekniske udfordringer med frekvensstyring bør forskellige løsninger undersøges. Dette kan være at undersøge om der findes specielle inverterere med stor tolerance for frekvensudsving og kan klare pludselige frekvensudsving således at vindmøller og solceller ikke kobler ud med det samme. En UPS (Uninterruptible Power Supply) back-up enhed kunne eventuelt også overvejes for at stabilisere systemet.

En anden mulighed der bør undersøges er, at have frekvensstabilisatorer i el-nettet for at forsøge at mindske frekvensudsvingene, og dermed gøre det mindre krævende for inverterne at skulle håndtere udsvingene.

Vind-el er en teknologi der er meget svær at implementere både i Sarfannguaq, men også i andre bygder med samme størrelse elforbrug, fordi det fluktuerende elforbrug og den fluktuerende el-produktion fra vindmøllen er meget svær at få til at spille sammen. Vindforholdene er også moderate i en bygd som Sarfannguaq, idet den årlige gennemsnitsvindhastighed kun er målt til 5-6 m/s. Ekstrem kulde sætter desuden en begrænsning på, hvordan komponenter skal forsegles og opbevares for at undgå svigt. På baggrund af disse aspekter sammenholdt, konkluderes det, at vindmøller generelt ikke er en velegnet teknologi i små isolerede systemer på Grønland.

En mulighed for at øge andelen af vedvarende energi i de små el-systemer er at øge andelen af stand-alone solcellesystemer, så hver husstand har deres eget anlæg, der inkluderer solcellepaneler, batteri og eventuelt en 12V til 230V inverter, hvis der er behov for det. På denne måde undgås det, at producere el til el-nettet og dermed problemerne med frekvensstyringen af nettet. Løsningen er enkel og erfaringer fra andre lande viser at individuelle løsninger med fordel kan organiseres centralt af f.eks. elselskabet. Dette vil betyde ensartede løsninger og mulighed for at reducere priserne yderligere ved storindkøb.

4 KILDER:

Nukissiorfiit: elforbrugsdata time for time for alle målere i Sarfannguaq 2010

Nukissiorfiit: Enhedsomkostninger, lys og kraft 2010.

PolarOil, maj 2011

<http://www.retscreen.net/ang/home.php>

Danfoss, korrespondance nov.. 2011

OI Electric, korrespondance nov.. 2011

Enercon, korrespondance, nov. 2011

Solenergipotentialet i Grønland, Prøvestationen for Solenergi, marts 1993

Endurance wind power: G3120 vindmølle datablad

Endurance wind power: E3120 vindmølle datablad

Northern Power: 100 Arctic vindmølle datablad

Self-supply of remote areas with renewable energy, Kandidatspeciale af Mathieu Labour, 2011

Installation of test turbine for test of performance in arctic environment and the influence on the power quality in the grid Kasper Rønnow Jakobsen, Danmarks Tekniske Universitet

Verdens første vind- og vannkraftanlegg snart klar, Ryvik, H., Energi-nett.no, 01.2012.



G-3120 35kW Wind Turbine

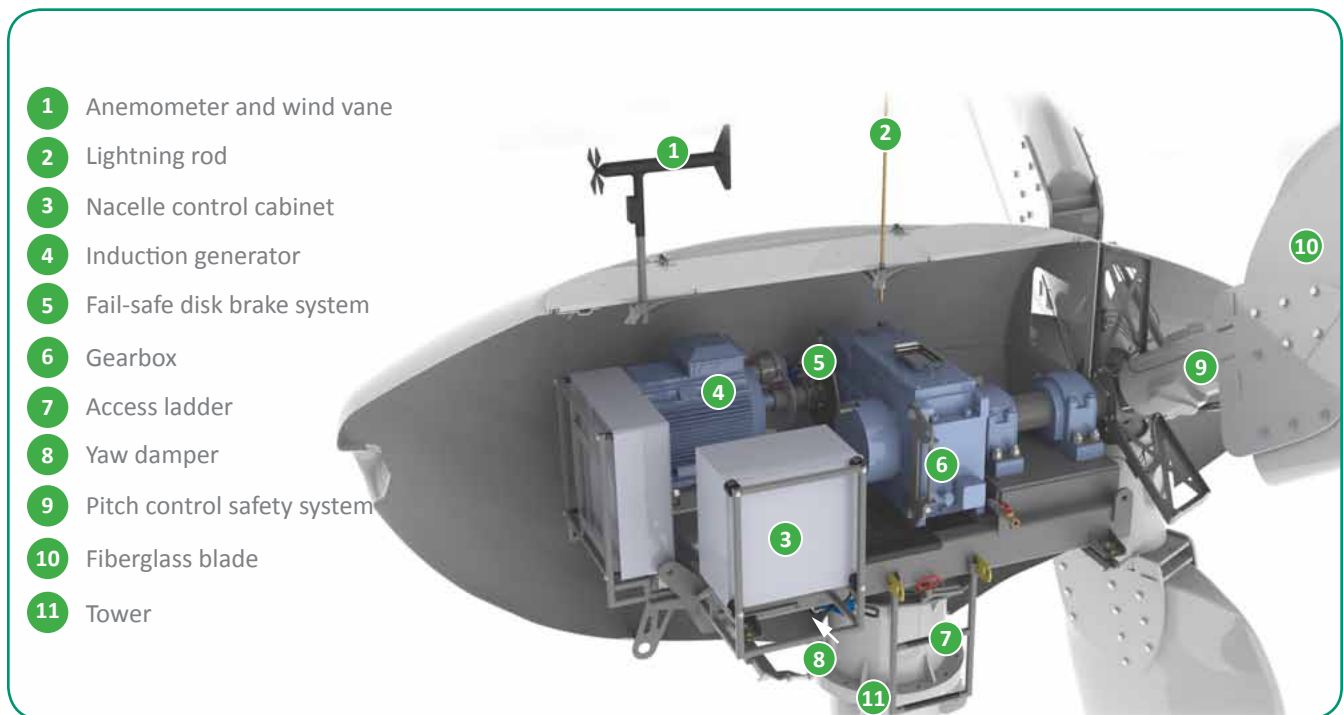
The Endurance G-3120 wind turbine is designed to produce renewable energy efficiently, reliably, safely, and quietly. This turbine is ideal for larger farms, schools, hospitals, and commercial/industrial sites, and will produce 100,000 - 200,000 kWh per year in appropriate winds.

green energy that works

G-3120 Benefits

- Reduces the environmental footprint of your electrical energy supply
- Eligible for renewable energy credits
- Promotes community sustainability values
- Lowers and stabilizes energy costs
- Provides energy independence

G-3120 35kW Wind Turbine



1 Anemometer and wind vane

Measures wind speed and direction to control starting, stopping, and orientation of the turbine to maximize power production.

2 Lightning rod

Guides lightning to the ground, protecting the turbine.

3 Nacelle control cabinet

Houses the tower-top electronics in a weather-protected environment for maximum reliability. The main turbine control panel is located at the base of the tower for easy access.

4 Induction generator

Delivers grid-compatible power and eliminates the need for an inverter or other power electronics. This improves efficiency and reliability, and reduces up-front costs.

5 Fail-safe disk brake system

Safely stops the wind turbine using twin brake calipers in situations such as extreme wind or grid failure.

6 Gearbox

Drives the generator at full speed while the rotor turns slowly. The gearbox uses rugged, conventional design for long life and high reliability.

7 Access ladder

Allows easy and safe access to the nacelle for maintenance. Safety is a top design priority.

8 Yaw damper

While the turbine is aerodynamically oriented by the wind, the yaw damper smooths the movement to ease tower and rotor loads.

9 Pitch control safety system

Provides backup protection against rotor over speed. If the rotor turns too fast for any reason, the blades are pitched by a spring mechanism to control the speed.

10 Fiberglass blade

Designed to quietly and efficiently produce energy, particularly in light winds.

11 Tower

Attractive monopole or economical lattice towers are available in sizes from 30.5 to 42.7meters (100 to 140ft) to comply with height restrictions or reach the best winds at your site.

Cornerstones of Endurance Design

Production Efficiency

Most distributed wind customers did not select their site for wind resources, but look to generate power from the wind available to them. Endurance wind turbines are designed specifically for less-than-perfect wind conditions.

Swept Area

The blades capture the energy of the wind. The larger the rotor diameter, the more wind energy the turbine captures. The Endurance G-3120 has a 19m (63 ft) rotor diameter- one of the largest rotor diameters per rated kW in its class- to capture the most wind energy.

Motoring

Motoring starts the blades spinning so the turbine operates in lighter wind conditions than if it relied solely on the wind to start (3-phase models only).

Generator Type

The induction generator produces electricity that can be transferred to the power grid without inverters. This provides lower equipment and maintenance costs and increases overall power production.

Reliability

All Endurance turbines have been extensively tested to ensure customers receive dependable energy production. They are built with proven commercial components for durability and easy support in the future.

Five Year Warranty

Endurance offers one of the best warranties in the wind industry, covering all defective components and labor for five years.

Safe Operation

When the turbine control system detects any fault, such as high wind or a grid power loss, the dual caliper disc brake system activates, safely stopping the turbine until the condition is cleared.

Passive Stall Rotor Design

The fixed-speed rotor aerodynamically stalls the blades as the first layer of protection for the turbine during high winds.

Control and Remote Interface Software

Each Endurance wind turbine is operated safely by an onboard computer system with advance control logic. This system also records data including energy production, average power, wind speed and event history. Turbine controls and data are also remotely available from a web browser.

Quiet Operation

Quiet operation is essential for a wind turbine in a community environment. Endurance turbines use slowly turning blades and high-quality manufactured components to make them the quietest turbines in their class.

Clean Aesthetics

A wind turbine makes a powerful statement about your commitment to the environment and clean energy. Endurance wind turbines have clean lines and make an attractive addition to any landscape.

Turbine

Configuration	3 blades, horizontal axis, downwind
Rated power @ 11 m/s	35kW
Applications	Direct grid-tie
Rotor speed	42 rpm
Cut-in wind speed	3.5 m/s (7.8 mph)
Cut-out wind speed	25 m/s (56 mph)
Survival wind speed	52 m/s (116 mph)
Overall weight	3 990 kg (8 800 lbs)

Rotor

Rotor diameter	19.2 m (63.0 ft)
Swept area	290 m ² (3120 ft ²)
Blade length	9.00 m (29.5 ft)
Blade material	Fiberglass/Polyester
Power regulation	Stall control (constant speed)

Generator

Type	Induction generator
Configurations	3 ϕ , 480 VAC or 600 VAC @ 60 Hz 1 ϕ 240 VAC @ 60Hz

Brake & Safety Systems

Main brake system	Rapid fail-safe dual mechanical brakes
Secondary safety	Pitch control system (for over-speed regulation) using passive, spring-loaded mechanism

Automatic shut down triggered by :	- High wind speed - Grid failure - Over-speed - All other fault conditions
------------------------------------	---

Controls

Control System	Programmable logic controller (PLC)
User interface	Wireless or wired network software interface for remote monitoring and control

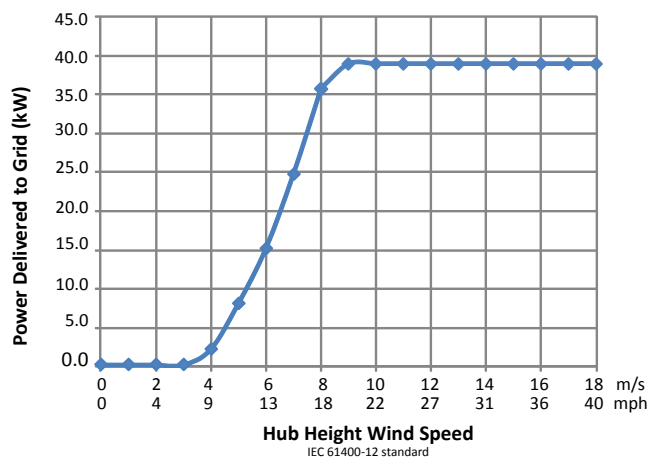
Warranty

Turbine & controls	5 years parts and labour
--------------------	--------------------------

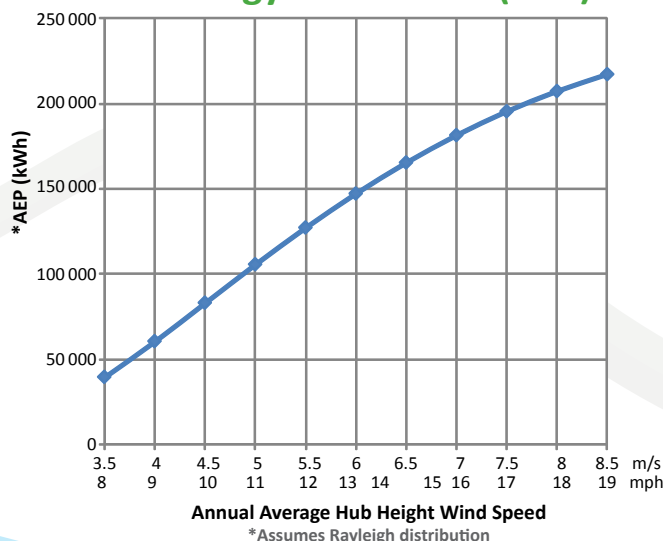
Towers

Free-standing monopole or lattice:	30.5m (100 ft), 36.5m (120 ft), 42.7m (140 ft)
Maintenance access	Safe climbing system Working space inside the nacelle Tower-top work platform

Power Curve



Annual Energy Production (AEP)



Annual Average Hub Height Wind Speed (m/s)	Annual Energy Production (kWh)
3.5	39 500
4.0	60 500
4.5	83 100
5.0	105 700
5.5	127 300
6.0	147 300
6.5	165 500
7.0	181 600
7.5	195 600
8.0	207 500
8.5	217 400

Wind Speed Conversion Table

m/s	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14
km/h	14	18	22	25	29	32	36	40	43	50
mph	9	11	13	16	18	20	22	25	27	31

www.endurancwindpower.com
info@endurancwindpower.com



Endurance Wind Power uses 100% renewable energy at its head office and manufacturing plant



E-3120 50kW Wind Turbine

The Endurance E-3120 wind turbine is designed to produce renewable energy efficiently, reliably, safely, and quietly. This turbine is ideal for larger farms, schools, hospitals, and commercial/industrial sites, and will produce 100,000 - 250,000 kWh per year in appropriate winds.

green energy that works



www.endurancewindpower.com

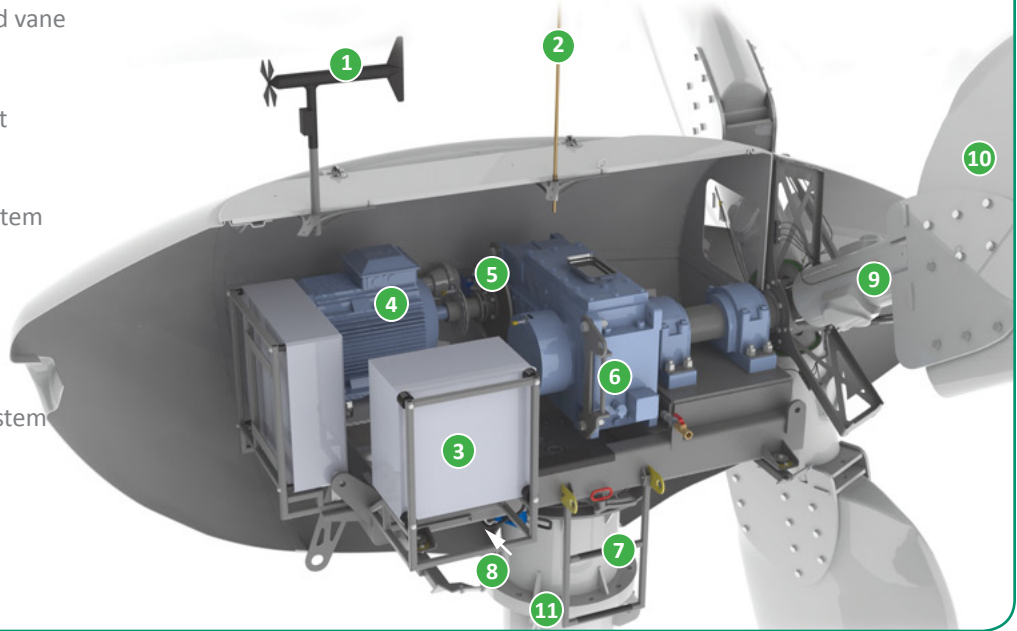
E-3120 Benefits

- Reduces the environmental footprint of your electrical energy supply
- Eligible for renewable energy credits
- Promotes community sustainability values
- Lowers and stabilizes energy costs
- Provides energy independence



E-3120 50kW Wind Turbine

- 1 Anemometer and wind vane
- 2 Lightning rod
- 3 Nacelle control cabinet
- 4 Induction generator
- 5 Fail-safe disk brake system
- 6 Gearbox
- 7 Access ladder
- 8 Yaw damper
- 9 Pitch control safety system
- 10 Fiberglass blade
- 11 Tower



1 Anemometer and wind vane

Measures wind speed and direction to control starting, stopping, and orientation of the turbine to maximize power production.

2 Lightning rod

Guides lightning to the ground, protecting the turbine.

3 Nacelle control cabinet

Houses the tower-top electronics in a weather-protected environment for maximum reliability. The main turbine control panel is located at the base of the tower for easy access.

4 Induction generator

Delivers grid-compatible power and eliminates the need for an inverter or other power electronics. This improves efficiency and reliability, and reduces up-front costs.

5 Fail-safe disk brake system

Safely stops the wind turbine using twin brake calipers in situations such as extreme wind or grid failure.

6 Gearbox

Drives the generator at full speed while the rotor turns slowly. The gearbox uses rugged, conventional design for long life and high reliability.

7 Access ladder

Allows easy and safe access to the nacelle for maintenance. Safety is a top design priority.

8 Yaw damper

While the turbine is aerodynamically oriented by the wind, the yaw damper smooths the movement to ease tower and rotor loads.

9 Pitch control safety system

Provides backup protection against rotor over speed. If the rotor turns too fast for any reason, the blades are pitched by a spring mechanism to control the speed.

10 Fiberglass blade

Designed to quietly and efficiently produce energy, particularly in light winds.

11 Tower

Attractive monopole or economical lattice towers are available in sizes from 30.5 to 42.7meters (100 to 140ft) to comply with height restrictions or reach the best winds at your site.

Cornerstones of Endurance Design

Production Efficiency

Most distributed wind customers did not select their site for wind resources, but look to generate power from the wind available to them. Endurance wind turbines are designed specifically for less-than-perfect wind conditions.

218,000 **kWh**
@7M/S **E-3120 50kW**
ANNUAL ENERGY PRODUCTION

Swept Area

The blades capture the energy of the wind. The larger the rotor diameter, the more wind energy the turbine captures. The Endurance E-3120 has a 19m (63 ft) rotor diameter- one of the largest rotor diameters per rated kW in its class- to capture the most wind energy.

Motoring

Motoring starts the blades spinning so the turbine operates in lighter wind conditions than if it relied solely on the wind to start (3-phase models only).

Generator Type

The induction generator produces electricity that can be transferred to the power grid without inverters. This provides lower equipment and maintenance costs and increases overall power production.

Reliability

All Endurance turbines have been extensively tested to ensure customers receive dependable energy production. They are built with proven commercial components for durability and easy support in the future.

Five Year Warranty

Endurance offers one of the best warranties in the wind industry, covering all defective components and labor for five years.

Safe Operation

When the turbine control system detects any fault, such as high wind or a grid power loss, the dual caliper disc brake system activates, safely stopping the turbine until the condition is cleared.

Passive Stall Rotor Design

The fixed-speed rotor aerodynamically stalls the blades as the first layer of protection for the turbine during high winds.

Control and Remote Interface Software

Each Endurance wind turbine is operated safely by an onboard computer system with advanced control logic. This system also records data including energy production, average power, wind speed and event history. Turbine controls and data are also remotely available from a web browser.

Quiet Operation

Quiet operation is essential for a wind turbine in a community environment. Endurance turbines use slowly turning blades and high-quality manufactured components to make them the quietest turbines in their class.

Clean Aesthetics

A wind turbine makes a powerful statement about your commitment to the environment and clean energy. Endurance wind turbines have clean lines and make an attractive addition to any landscape.

Turbine

Configuration	3 blades, horizontal axis, downwind
Rated power @ 9.5 m/s	50kW
Applications	Direct grid-tie
Rotor speed	42 rpm
Cut-in wind speed	3.5 m/s (7.8 mph)
Cut-out wind speed	25 m/s (56 mph)
Survival wind speed	52 m/s (116 mph)
Overall weight	3 990 kg (8 800 lbs)

Rotor

Rotor diameter	19.2 m (63.0 ft)
Swept area	290 m ² (3120 ft ²)
Blade length	9.00 m (29.5 ft)
Blade material	Fiberglass/Polyester
Power regulation	Stall control (constant speed)

Generator

Type	Induction generator
Configurations	3 ϕ , 480 VAC or 600 VAC @ 60 Hz 1 ϕ , 240VAC @ 60Hz

Brake & Safety Systems

Main brake system	Rapid fail-safe dual mechanical brakes
Secondary safety	Pitch control system (for over-speed regulation) using passive, spring-loaded mechanism

Automatic shut down triggered by :	- High wind speed - Grid failure - Over-speed - All other fault conditions
------------------------------------	---

Controls

Control System	Programmable logic controller (PLC)
User interface	Wireless or wired network software interface for remote monitoring and control

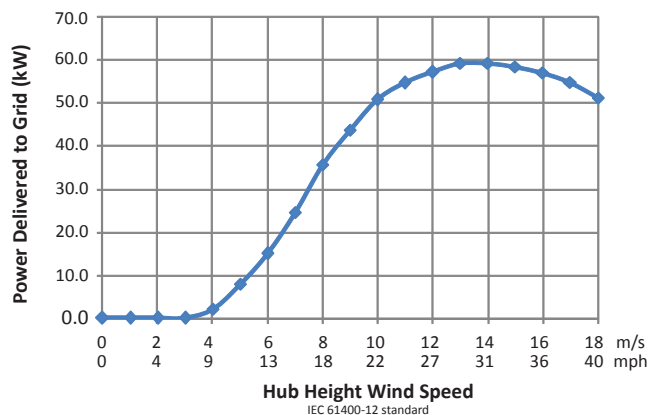
Warranty

Turbine & controls	5 years parts and labour
--------------------	--------------------------

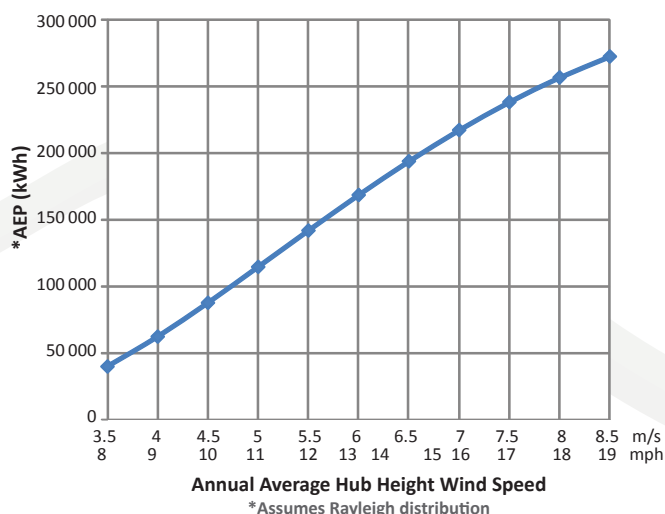
Towers

Free-standing monopole or lattice:	30.5m (100 ft), 36.5m (120 ft), 42.7m (140 ft)
Maintenance access	Safe climbing system Working space inside the nacelle Tower-top work platform

Power Curve



Annual Energy Production (AEP)



Annual Average Hub Height Wind Speed (m/s)	Annual Energy Production (kWh)
3.5	40 100
4.0	62 500
4.5	88 000
5.0	114 900
5.5	142 200
6.0	168 900
6.5	194 300
7.0	217 700
7.5	238 800
8.0	257 200
8.5	273 000

Wind Speed Conversion Table

m/s	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14
km/h	14	18	22	25	29	32	36	40	43	50
mph	9	11	13	16	18	20	22	25	27	31

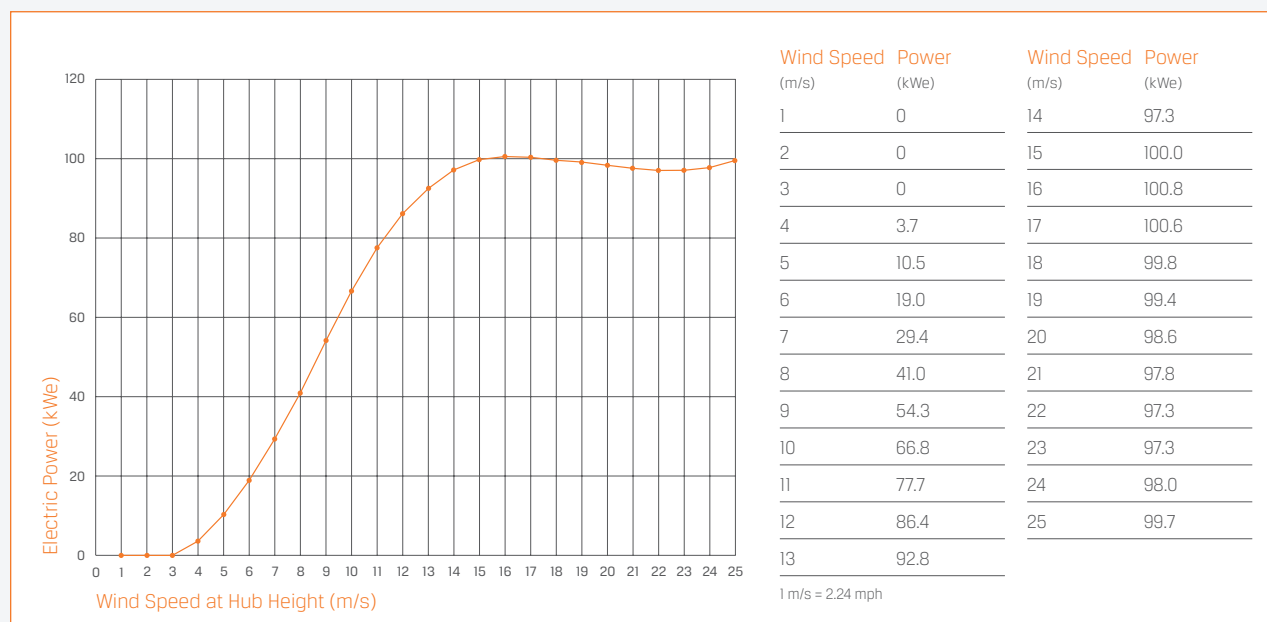
www.endurancwindpower.com
info@endurancwindpower.com



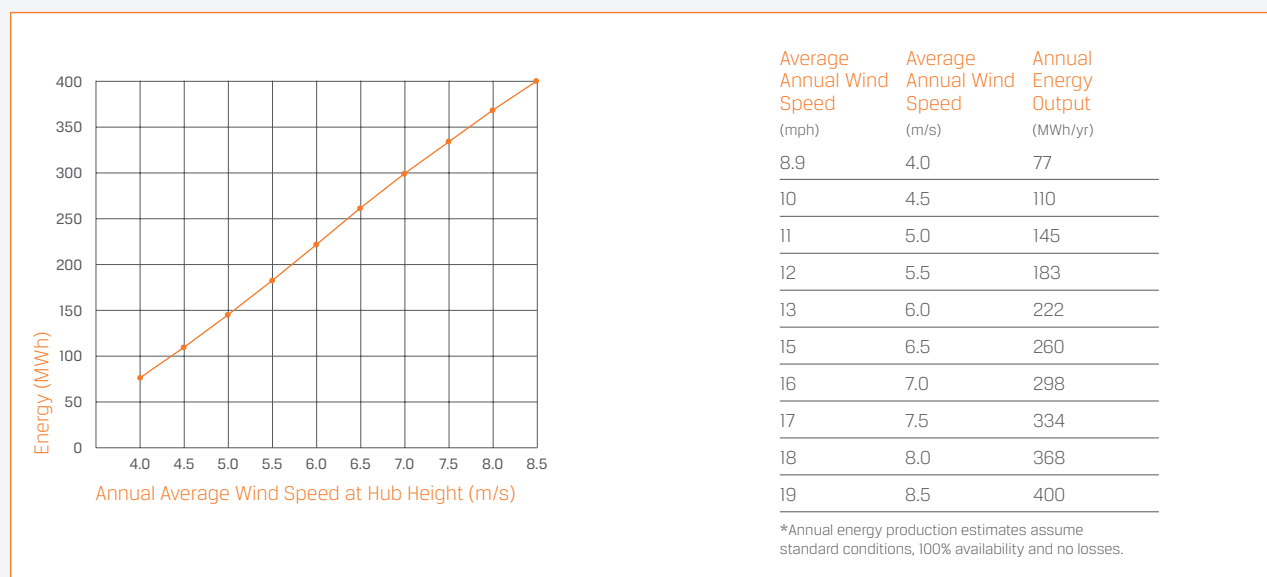
Endurance Wind Power uses 100% renewable energy at its head office and manufacturing plant

Northern Power® 100 ARCTIC

Power Curve: 21-Meter Rotor Standard Air Density (1.225 kg/m³)



Annual Energy Production*: 21-Meter Rotor Standard Air Density, Rayleigh Wind Speed Distribution



Specifications

GENERAL CONFIGURATION	DESCRIPTION
Model	Northern Power 100 ARCTIC
Design Class	Class S (air density 1.34 kg/m ³ , average annual wind below 8.3 m/s, 50-yr peak gust below 56 m/s)
Design Life	20 years
Hub Height	37 m (121 ft) / 30 m (98 ft)
Tower Type	Tubular steel monopole
Orientation	Upwind
Rotor Diameter	21 m (69 ft)
Power Regulation	Variable speed, stall control
PERFORMANCE	DESCRIPTION
Rated Electrical Power	(based on annual average air density of 1.34 kg/m ³ , equivalent to -10°C (14°F) at sea level) 100 kW, 3 Phase, 480 VAC, 60 Hz
Rated Wind Speed	14.5 m/s (32.4 mph)
Maximum Rotation Speed	59 rpm
Cut-In Wind Speed	3.5 m/s (7.8 mph)
Cut-Out Wind Speed	25 m/s (56 mph)
Extreme Wind Speed	56 m/s (125 mph)
WEIGHT	DESCRIPTION
Rotor (21-meter) & Nacelle (standard)	7,200 kg (16,100 lbs)
Tower (37-meter)	13,800 kg (30,000 lbs)
DRIVE TRAIN	DESCRIPTION
Gearbox Type	No gearbox (direct drive)
Generator Type	Permanent magnet, passively cooled
BRAKING SYSTEM	DESCRIPTION
Service Brake Type	Two motor-controlled calipers
Normal Shutdown Brake	Generator dynamic brake and two motor-controlled calipers
Emergency Shutdown Brake	Generator dynamic brake and two spring-applied calipers
YAW SYSTEM	DESCRIPTION
Controls	Active, electromechanically driven with wind direction/speed sensors and automatic cable unwind
CONTROL/ELECTRICAL SYSTEM	DESCRIPTION
Controller Type	DSP-based multiprocessor embedded platform
Converter Type	Pulse-width modulated IGBT frequency converter
Monitoring System	SmartView Remote Monitoring System, ModBus TCP over Ethernet
Power Factor	Set point adjustable between 0.9 lagging and 0.9 leading
Reactive Power	+/- 45 kVAR
NOISE	DESCRIPTION
Apparent Noise Level	Less than 55 dBA at 30 meters (98 ft)
ENVIRONMENTAL SPECIFICATIONS	DESCRIPTION
Temperature Range: Operational	-40°C to 50°C (-40°F to 122°F)
Temperature Range: Storage	-40°C to 55°C (-40°F to 131°F)
Lightning Protection	Receptors in blades, nacelle lightning rod and electrical surge protection
Icing Protection	Turbine designed in accordance with Germanischer Lloyd Wind Guidelines Edition 2003
Blades	Treated with black hydrophobic polymer coating to minimize icing

All Specifications subject to change without notice.



Northern
POWER SYSTEMS

NPS100A-SS-0411