



Muligheter for fornybare energisystemer og hydrogenteknologi i Vest-Norden

Energiplanlegging og systemstudier

Marie-Louise Lemgart, ECON, Danmark

Øystein Ulleberg, IFE, Norge

Muligheder for fornybare energisystemer og hydrogenteknologi i Vest-Norden
Energiplanlægning og systemstudier

TemaNord 2005:555
© Nordisk Ministerråd, København 2005
ISBN 92-893-1201-7

Tryk: Print-on-Demand
Oplag: Print-on-Demand
Trykt på miljøvenligt papir som opfylder kravene i den nordiske miljøsvanemærkeordning.
Publikationen kan bestilles på www.norden.org/order. Flere publikationer på
www.norden.org/publikationer

Printed in Denmark

Nordisk Ministerråd
Store Strandstræde 18
1255 København K
Telefon (+45) 3396 0200
Fax (+45) 3396 0202

Nordisk Råd
Store Strandstræde 18
1255 København K
Telefon (+45) 3396 0400
Fax (+45) 3311 1870

www.norden.org

Det nordiske energisamarbejde

Samarbejdet inden for Nordisk Ministerråd på det energipolitiske område sigter bl.a. mod at tilrettelægge energiforsyning og energiforbrug i overensstemmelse med en bæredygtig udvikling, og at energiforsyningssikkerheden fastholdes på et højt niveau. Hovedindsatsen lægges inden for et fælles nordisk elforsyningsmarked, et fælles nordisk gasmarked, øget effektivitet på energiområdet, brug af mindre forurenende energikilder, nordisk energiforskningssamarbejde og internationalt samarbejde.

Det nordiske samarbejde

Det nordiske samarbejde er et af de ældste og mest omfattende regionale samarbejder i verden. Det omfatter Danmark, Finland, Island, Norge og Sverige samt Færøerne, Grønland og Åland. Samarbejdet styrker samhørigheden mellem de nordiske lande med respekt for de nationale forskelle og ligheder. Det øger mulighederne for at hævde Nordens interesser i omverdenen og fremme det gode naboskab.

Samarbejdet blev formaliseret i 1952 med *Nordisk Råds* oprettelse som forum for parlamentarikerne og regeringerne i de nordiske lande. I 1962 underskrev de nordiske lande Helsingforsaftalen, som siden har været den grundlæggende ramme for det nordiske samarbejde. I 1971 blev *Nordisk Ministerråd* oprettet som det formelle forum til at varetage samarbejdet mellem de nordiske regeringer og de politiske ledelser i de selvstyrende områder, Færøerne, Grønland og Åland.

Indholdsfortegnelse

Indholdsfortegnelse	5
Indledning	7
Baggrund	7
Politiske aspekter	8
Projektets udformning og indhold	9
Del 1 – Energiplanlægning	11
Vestnorden - oversigt	13
Islands energisystem	15
Kort om Island	15
Struktur af energisektoren	16
Energiforbrug	16
El- og varmeproduktion	21
Transmission og distribution	22
Transport	23
Færøernes energisystem	25
Kort om Færøerne	25
Energipolitik	26
Struktur af energisektoren	27
Energiforbrug	27
El- og varmeproduktion	29
Transmission og distribution	32
Transport	32
Grønlands energisystem	35
Kort om Grønland	35
Struktur af energisektoren	39
Energiforsyning	40
Energiforbruget	43
Transmission, distribution og forsyningssikkerhed	47
Vedvarende energi	48
Forslag til lokaliteter for at afprøve VE/brint/diesel-systemer	51
Grimsey – en mulig lokalitet på Island	51
Mulige lokaliteter på Færøerne	55
Mulige lokaliteter i Grønland	60
Nanortalik	60
Narsarsuaq	63
Alluitsup Paa	64
Referencer	65
Del 2 – Systemstudier	67
Introduktion	69
Formål	69
Metode	69
Systembeskrivelser	71
Generelt	71
Systemkomponenter	73
Systemkonfigurationer	77
Systemsimulering og inngangsdata	79

Simuleringsverktøy	79
Antagelser	82
Værdata	83
Generelle kommentarer til vinddataene	91
Energiforbruk og lastprofiler	93
Metode	93
Datagrunnlag	94
Generering av lastprofiler	97
Systemkostnader	99
Systemanalyse	101
Designparametere	101
Basisstudium	103
Følsomhetsanalyse med hensyn på stedsvalg	107
Følsomhetsanalyse med hensyn på systemkonfigurasjon	111
Følsomhetsanalyse med hensyn på økonomi	114
Konklusjoner og anbefalinger	117
Energiforsyning i Vest-Norden	117
Hovedresultater fra systemanalysen	119
Beslutningsmodell og utvelgelseskriterier	121
Anbefalinger	124
Referanser	125

Indledning

Baggrund

Vestnorden, der i denne sammenhang omfatter Grønland, Island og Færøerne, har i vid udstrækning en række byer og bygder der ikke er tilknyttet et sammenhængende elnet. Disse byer og bygder er derfor tvungne til at have deres egen el- eller kraftvarmeproduktion samt forsyne sine forbrugere med el via et lokalt transmissionsnet. Denne såkaldte ø-drift situation forekommer ikke mindst i Grønland, hvor alle byer og bygder, er fuldstændig afhængig af egen lokal elproduktion uden at på nogen måde være sammenkoblede med andre produktionsenheder. På Færøerne er der også en række bygder, ikke mindst på de mindre øer, som har sin egen elproduktion. Til forskel fra i Grønland er dog flere af disse bygder forbundet med en søkabel fra hovedtransmissionsnettet. På Island er der kun enkelte husstande samt nogle få fjernt beliggende øer som har egen elproduktion uden at være tilkoblet det landsdækkende transmissionsnet.

El- og varmeproduktionen i Grønland, på Færøerne samt de fjernt beliggende islandske øer, er hovedsagelig baseret på diesel. Fordelen med diesel er at den kan benyttes både indenfor transport og i stationære energiforsyningsanlæg. Ulempen er at man får lokalsamfundet afhængig af importerede brændsler. Dette er mange steder en stor logistisk udfordring og fører til en relativt høj pris per liter i forhold til geografisk mere centrale områder.

Miljøet er en anden vigtig faktor som der skal tages hensyn til. Forbrænding af diesel fører til udslip af CO₂ og andre klimagasser, samtidig med at det findes en betydelig risiko for udslip af olieprodukter til det lokale miljøet. Dette er særlig uheldigt for økologisk sårbare områder i de arktiske og subarktiske områder som der her er tale om.

Med den øgede politiske bevågenhed overfor forsyningssikkerhed og miljøforhold samt øget aktivitet både indenfor forskning og økoturisme, er der nu alt større interesse for at fremskynde arbejdet med mere bæredygtige energiforsyningsalternativer i disse områder. Det mest nærliggende vil derfor være at i større omfang benytte lokale vedvarende energikilder (f.eks. vind, sol og vand) i kombination med eksisterende og traditionelle løsninger (f.eks. diesel). På længere sigt vil også anvendelse af hydrogen som energibærer kunne være et interessant alternativ.

Norden har tradition for at samarbejde på energiområdet, bl.a. gennem Nordisk Ministerråd, Nordisk Energiforskning og Nordel, og dette er også gældende for tværnationalt samarbejde i de vestnordiske områderne.

I Norden findes det også en god kompetence på små- og mellemstore (1-300 kW) autonome energiforsyningsanlæg baseret på vedvarende

energi og hydrogen. Et konkret eksempel er Norsk Hydros vind/hydrogen demonstrationsanlæg på Utsira i Norge, som viser at det findes interesse og vilje hos store industrielle aktører til at satse på området. Endvidere er interessen og viljen til at satse på vedvarende energikilder og hydrogen i EU og internationalt (Japan, USA og Tyskland) betydelig og øgende.

Politiske aspekter

Det naturlige miljøet i Arktiske områder er unikt. Det biologiske mangfold er en meget vigtig del af jordens økosystem. Vedvarende bosætning i arktiske områder er kun mulig hvis det sårbare økosystem forvaltes på en bæredygtig måde.

I juni 2002 blev et nyt nordisk samarbejdsprogram for Arktis vedtaget af de nordiske samarbejdsministre. Et af temaområderne i dette program er miljø og energi og her er specifikt nævnt at nye alternativer for energiforsyningen i glest bebyggede arktiske områder skal udredes.

Energisituationen i glest bebyggede områder blev samtidig også behandlet på de nordiske energiministres møde i Haugesund i juni 2002. Her besluttede energiministrene fra samtlige nordiske lande at man skulle være specielt opmærksom på energisituationen i disse glest bebyggede områder hvor ikke mindst de vestnordiske egne står centralt.

Energiministrene gav derfor Embedsmandskomiteén for energi under Nordiske Ministerråd i opgave at sammen med Nordisk Energiforskning, studere energiforsyningen i områder der ikke er tilsluttet et sammenhængende elnet. Særlig opmærksomhed skulle fæstes overfor disse områders specifikke tekniske, økonomiske og udviklingsmæssige forudsætninger under hensyntagende til en bæredygtig energiudvikling. Endvidere blev muligheden for anvendelse af brint nævnt som et af de element som det skulle kigges nærmere på med henblik på at finde fremtidige løsningsmuligheder for en bæredygtig energiforsyning i disse egne.

På det næste ministermøde som blev afholdt i Göteborg i september 2003, bakkede ministrene op om de ideer til studier af vedvarende energi og brint som blev lagt frem, og samtidig fremhævede man betydningen af kundskabsudvikling med henblik på udvikling af decentrale bæredygtige energisystemer.

Ministrene pointerede at der skal fokuseres på at mindske anvendelsen af importerede fossile brændsler, ud fra både en forsyningsmæssig og miljømæssig hensyn, til fordel for en øget udnyttelse af indenlandske vedvarende energikilder og på sigt hydrogen som energibærer.

Efter ministermødet i Göteborg dannedes en vestnordisk ad hoc gruppe med det primære formål at følge op på ministerbeslutningerne om energiforsyningsforholdene i de glest bebyggede områder.

Projektets udformning og indhold

Som led i opfølgningen af ministerrådsbeslutningerne formuleredes medio 2003 en projektbeskrivelse om muligheder for vedvarende energi og hydrogenteknologi i Vestnorden. Samtidig fremsendes en ansøgning om medfinansiering til Nordisk Ministerråds Nærområdes- og Arktiske-program.

Efter embedsmandskomitéens godkendelse af projektindholdet og efter at finansieringsforholdene var faldet på plads, igangsattes projektet ved årsskiftet 2003/2004. Den ved ministermødet i 2003 nedsatte ad hoc gruppe for Vestnorden fik en vigtig rolle, dels som projektets styregruppe og dels som kontaktilink til lokale aktører og stakeholders i henholdsvis Grønland, Island og Færøerne.

Projektarbejdet er udført af Nordisk Energiforskning, Institutt for energiforskning, ECON Analyse samt NIRAS A/S, hvor Nordisk Energiforskning har varetaget projektledelsen.

Projektet er opdelt i to dele. Den første delen – Energiplanlægning omfatter en kortlægning af den eksisterende energisituation i Grønland, Island og Færøerne samt en mere detaljeret kortlægning og vurdering af alternative forsyningsmuligheder for udvalgte lokaliteter. Anden del omfatter teknisk/økonomisk systemudvikling af kombinerede systemer med vedvarende energi/hydrogen/diesel. Endvidere indeholder projektet forslag til videre aktiviteter med henblik på at få et tilstrækkelig vurderingsgrundlag for anbefaling af placering af demo-/pilotanlæg til afprøvning af vedvarende energi/brint/diesel konceptet.

Hovedvægten i projekt er lagt på at trinvis opbygge koncepter for en bæredygtig decentral energiforsyning baseret på vedvarende energi, i første hånd vind, med brintlagring, i kombination med traditionel diesel-forsyning. Også andre former af vedvarende energi, herunder sol, mindre vandkraftanlæg m.v. beagtes som alternativ til vindenergi.

De lokaliteter som i projektet har været omfattet af systemanalysen er blevet udvalgt i forbindelse med kortlægningen, hvor følgende forudsætninger har været af betydning;

- lokaliteten har sin egen el- eller kraftvarmeproduktion og er ikke tilknyttet et sammenhængende transmissionsnet, (på Færøerne er lokaliteterne dog forbundet til transmissionsnettet på hovedøen via en søkabel)
- der er ikke planlagt udbygning med vandkraft eller anden vedvarende energiforsyning indenfor snar fremtid,
- vindforhold, for Grønlands vedkommende er der endvidere taget hensyn til solindstrålingen,
- tilgang til data vedr. energiproduktion og –forbrug,
- adgang til teknisk personale på stedet eller i omgivelserne, nærhed,
- interesse fra lokale og nationale aktører,

Endvidere har forslag fra projektgruppen til lokaliteter været drøftet med lokale/nationale aktører, herunder embedsmænd, forsyningsselskaber m.v. med hensyn til at sikre den meget væsentlige lokale/nationale forankring af projektet.

Projektet har resulteret i at der nu er grundlag for at gå videre med mere detaljerede analyser af nogle lokaliteter med henblik på at fremkomme med konkrete forslag til opstillende af 1-3 vedvarende energi/brint/diesel pilotanlæg i de vestnordiske egne.

Del 1 – Energiplanlægning

Vestnorden - oversigt

Vestnorden, der i denne sammenhang omfatter Færøerne, Grønland og Island er en integreret del af Norden og det Nordiske samarbejde. Dog adskiller det sig på mange punkter fra det øvrige Norden med hensyn til indbyggerantal, klima og afhængigheden af ressourcerne i havet omkring. Sammenligner man landene i Vestnorden internt ser man også en relativ stor forskel jvf. Tabel 1.

Tabel 1 - Nøgletal for landene i Vestnorden.

	Færøerne	Grønland	Island
Areal (km ²):	1.399	2.166.086 ¹⁾	103.300
Befolkning (indbyggere)	47.704	56.676	288.471
Befolkningstæthed (indbyggere/km ²)	34,10	0,03	2,79
Energiforbrug (TJ)	10.067	9.032	143.400
Energiforbrug (GJ/indbygger)	211	159	497
CO ₂ emission (kt)	843	617	2.192
CO ₂ emission (t/indbygger)	17,7	10,9	7,6

Kilder: Nordic Countries in Figures 2003, Iceland in figures 2003-2004, Grønland 2003 - statistisk årbog, The Faroe Islands - Statistical yearbook 2003, Denmark's Third National Communication on Climate Change

¹⁾ Isfrit areal: 384.850 km²

Mest bemærkelsesværdigt ved Tabel 1 er befolkningstætheden, hvor Grønland skiller sig ud som særdeles tyndt befolket. Selv når man kun regner det isfrie område med, er der kun 0,15 beboere per km². Island er også tyndt befolket, mens Færøerne mere ligner Europa i øvrigt på det punkt. Befolkningstætheden siger noget om afstandene, og infrastruktur-mæssigt har det stor betydning. I Grønland er der ingen byer, der er forbundet med vejforbindelse, hvor det generelt set er tilfældet på Island og Færøerne. Det samme gør sig gældende for den elektriske infrastruktur, hvor alle byer og bygder i Grønland (med en undtagelse fra 2007) har ø-drift. Derimod er hovedparten af el-forbrugerne og produktionsenhederne koblet sammen i større systemer både på Island og Færøerne. Dog findes der for begge lande øer, der er isoleret fra den øvrige forsyning.

Specielt Færøerne og Grønland har lidt under udflytning, hvilket har betydet en ringe eller i visse tilfælde negativ befolkningstilvækst. Det har dog været meget afhængigt af den økonomiske situation, hvor man på

Færøerne, efter nogle sløje år i begyndelse af 1990'erne, nu har en god økonomi.

Tabel 2 viser forventningerne til den fremtidige befolkningstilvækst. Her ses det at Færøerne kort efter 2020 forventes at have flere indbyggere end Grønland.

Tabel 2 - Forventet befolkningsudvikling.

	2010	2020	2030
Færøerne	53.238	57.327	60.364
Grønland	56.545	57.750	58.607
Island	305.354	328.847	349.119

Islands energisystem

Kort om Island

Island ligger i Nordatlanten mellem den 63. breddegrad og Polarcirklen. Island består af en større ø, hvis areal er ca. 102.500 km² samt en række mindre øer udfor kysten. Der bor p.t. omkring 290.000 mennesker på Island. Disse bor først og fremmest langs kysten på den store ø, og specielt i byerne i syd og sydvest. Det bor kun folk på nogle enkelte af småøerne. De største beboede småøer er Heimaey på sydkysten samt Hrisey og Grímsey i nord.

Hele 79% af landet består af isbræer, lavaørken og fjelde. Omkring 20% er græsmarker mens bare 1% er opdyrket land. På grund af Golfstrømmen er der kølige somre og milde vintre. Middeltemperaturen i Reykjavik var 10,6° C i juli og 0° C i januar 2001. En stadig strøm af lavtryk, som passerer fra vest giver et meget omskifteligt og generelt blæsende vejr. Nedbørmæssigt regner det mest i landets sydøstlige del, mens nordkysten er noget tørrere. Gennemsnitligt er den månedlige nedbørmængde i Reykjavik på 67 mm. Det varierer dog over året med noget mere nedbør om vinteren end om sommeren.

Takket være sin geografi, har Island store energiresourcer. Der er både et stort potentiale for vandkraft og store muligheder for at udnytte geotermisk energi til både el- og varmeproduktion. Kun fossile brændsler, der hovedsageligt bruges til transport og i fiskeriflåden, er der behov for at importere.

En bæredygtig udvikling af energiresourcerne er og vil også fremover være en væsentlig faktor for den islandske økonomi. Men målet er at stimulere udenlandske investeringer og øge eksporten fra den energiintensive industri og derved mindske afhængigheden af fiskeriet som erhverv.

Indenfor handel og industri er fiskeindustrien den vigtigste sektor og sørger for 62% af al eksport (i 2001). Metalindustrien har stigende betydning. Der er en relativ stor produktion af både aluminium og ferrosilicium og store planer om udvidelser, der i løbet af en årrække kan gøre metalprodukter til Islands vigtigste eksportvare. Der forventes også en stigende indtægt fra turisme. Endelig er der landbrug. Island er i dag selvforsynende med mange landbrugsprodukter og har en betydelig eksport af lammekød.

Struktur af energisektoren

En ny energilov, Nr. 65/2003, blev vedtaget i marts 2003, som tilfredsstiller alle EØS-komitéens krav i henhold til EU-direktivet om det frie el-marked (EU Direktiv Nr. 96/92). Målet er at skabe et økonomisk effektivt elsystem. Åbning af markedet er en del af dette.

Produktion og salg af el er jf. ovennævnte lov, kommercielle, konkurrenceudsatte aktiviteter. Aktørerne er dog begrænset til de firmaer, som får offentlig licens. Tidligere har uddeling af licenser været op til parlamentet (Althingi), men det skal nu i stedet ske i den statslige administration.

Distributionsselskaber har eksklusivret til distribution og salg af elektricitet i deres forsyningsområde. Hvor energiloven fortsat giver dem eksklusivret til distribution, vil salg gradvist blive dereguleret således at alle forbrugere vil have frit leverandørvalg fra 1. januar 2007.

Produktion, distribution og salg kan godt varetages af samme virksomhed, så længe der er regnskabsmæssig adskillelse mellem aktiviteterne. Transmission af elektricitet er fra 1. januar 2005 lagt ind under et særskilt uafhængigt selskab. Indtil da har transmissionen været en del af det nationale elselsskab Landsvirjun.

Både distribution og transmission skal fortsat baseres på koncession. Den islandske energistyreelse, Orkustofnun, skal varetage uddeling af koncessioner. Andre opgaver for Orkustofnun er at, følge om der er en tilfredsstillende separering af kommercielle aktiviteter (salg) og monopol aktiviteter (distribution og transmission), fastlægge regler for tredjepartsadgang samt stå for reguleringen af monopolaktiviteternes indkomst og/eller priser. Konkurrencestyrelsen, Samkeppnisstofnun, skal varetage overvågningen af de kommercielle aktiviteter.

Energiforbrug

Island adskiller sig fra verdens øvrige lande med et meget højt energiforbrug per indbygger. Hovedparten dækkes dog af fornybare energikilder. Der er i dag kun udnyttet ca. 20% af de fornybare islandske energikilder til elproduktion, dvs. vandkraft og geotermi. Samlet dækker vedvarende energikilder 71,7% af det totale energiforbrug.

Af Tabel 3 ses at geotermi er den vigtigste primære energikilde. Omkring 87% af alle boliger på Island er opvarmet ved hjælp af geotermisk energi. Den resterende del er hovedsageligt elopvarmet. Størstedelen af elektriciteten produceres på vandkraftværker samt efterhånden også på en række geotermiske kraftværker. Anvendelse af geotermisk energi er udspecificeret i Tabel 4.

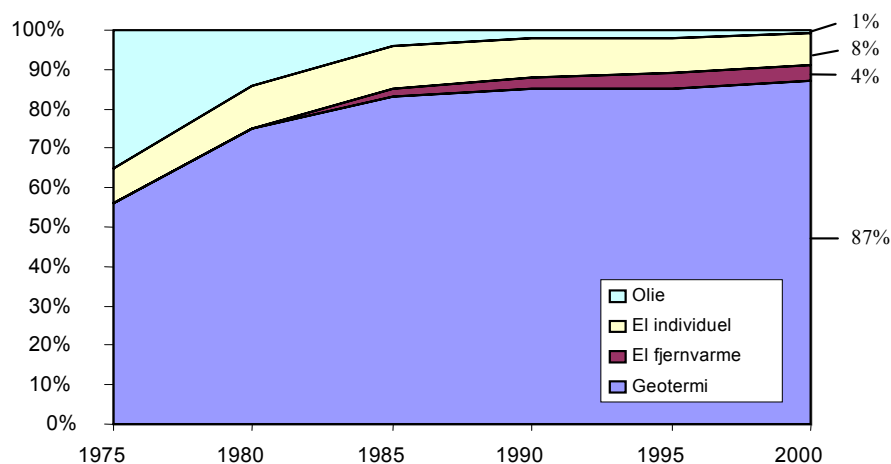
Tabel 3 - Primær energiforsyning i 2002.

	PJ	% af total	Indenlands andel	Importeret andel
Vandkraft	25,1	17,4%	100,0%	-
Geotermisk energi	78,2	54,3%	100,0%	-
Olie	36,4	25,3%	-	100,0%
Kul	4,3	3,0%	-	100,0%
Totalt	144,0	100,0%	71,7%	28,3%

Tabel 4 - Anvendelse af geotermisk energi i 2001.

	PJ	TWh	%
Elproduktion - samlet	5.224	1,45	18%
Varmedudnyttelse - samlet	23.793	6,61	82%
- Rumopvarmning	17.223	4,78	59%
- Svømmebassiner	1.200	0,33	4%
- Snesmelting	1.150	0,32	4%
- Industri	1.600	0,44	6%
- Drivhuse	940	0,26	3%
- Fiskeopdræt	1.680	0,47	6%
Samlet anvendelse	29.017	8,06	100%

Tallene i Tabel 4 adskiller sig fra det primære energiforbrug angivet i Tabel 3, da der per definition er et stort konverteringstab. For elproduktion er dette 90% men for varmekonsumet væsentlig mindre. Det ses at hovedparten af anvendelsen er rumopvarmning (59%) med elproduktion (18%) på andenpladsen.

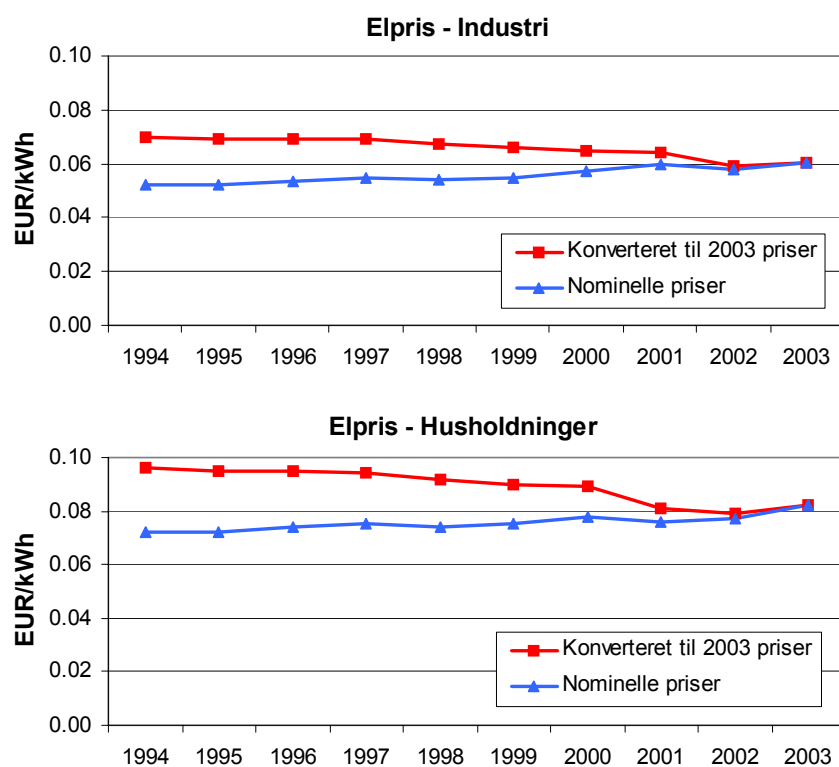
**Figur 1 - Energikilder til rumopvarmning.**

Netop indenfor rumopvarmning er der sket en del siden 1970'erne. Som det ses på *Figur 1* har geotermisk energi erstattet en større andel oliebase- ret opvarmning. Brugen af elektricitet til opvarmning har derimod ikke ændret sig markant.

Tabel 5 - Elforbrug fordelt på sektorer (i GWh).

Sektor	1990	1995	2000	2002	Stigning '90-'02
Husholdninger	527	559	639	677	28%
Landbrug	181	183	188	187	3%
Alm. Industri	395	466	549	626	58%
Kraftkrævende industri	2133	2390	4682	5176	143%
Handel og service	401	491	653	699	74%
Off. forsyning	264	394	407	409	55%
Øvrig	166	171	182	182	10%
Totalt	4067	4654	7300	7956	96%

Tabel 5 viser forbruget af elektricitet fordelt på sektorer. Mest markant er stigningen i elforbruget i den kraftkrævende industri mens forbruget i husholdninger er moderat stigende (ca. 2% årligt) og er stagneret i landbruget.



Figur 2 - Udvikling i elprisen for husholdninger og industri.

Elprisen varierer for de forskellige forbrugergrupper. Figur 2 viser udviklingen i elprisen for husholdninger og almindelig industri, eksklusiv distributions-omkostninger og moms. I 2002 betalte den kraftkrævende industri i gennemsnit 0,015 EUR/kWh. Det kan dog ikke sammenlignes med ovenstående, da der ikke er de samme transmissions- og distributionsomkostninger forbundet hermed.

Fossile brændsler, som alle er importerede, udgør knapt 30% af det primære energiforbrug. Det årlige olieforbrug på Island ligger på ca. 850.000 ton, hvoraf 90% bruges til transport og på fiskefartøj. Olieforbruget er udspecificeret i Tabel 6.

Tabel 6 - Forbrug af olieproduktioner i tons.

	1985	1990	1995	2000	2002
Indenlandsk forbrug	457.342	536.316	567.622	574.193	598.949
- Køretøjer	165.097	202.87	219.352	252.092	251.560
- Luftfart	8.306	10.090	9.384	8.830	6.807
- Fiskefartøjer	176.671	228.519	256.572	244.026	246.135
- Andre skibe	18.444	18.919	11.798	3.967	5.873
- Industri	68.403	60.967	57.301	55.066	74.259
- Rumopvarmning	19.662	13.612	11.614	7.747	5.959
- Elektricitet produktion	700	1.300	1.091	1.012	1.135
- Øvrig	59	39	510	1.453	7.221
International transport	194.002	153.673	153.628	278.068	257.409
- Luftfart	126.102	83.383	92.605	204.637	173.101
- Skibe	67.900	70.290	61.023	73.431	84.308
Totalt	651.344	689.989	721.250	852.261	856.358

Kulforbruget lå i 2002 på 149.000 tons. Størstedelen, ca. 90%, bruges af Icelandic Alloys i forbindelse med fremstilling af ferrosilicium. Det resterende bruges hovedsageligt til cementproduktion af Iceland Cement Ltd. Brugen af gas er forholdsvis begrænset med ca. 2.000 tons brugt i 2002.

Fiskeri

Fiskeriet står for ca. halvdelen af Islands eksport og er derfor landets vigtigste erhverv. Olieforbruget på fiskefartøjer står for ca. 26% af Islands udslip af drivhusgasser. Man forventer en svagt stigende fangst fremover, men forbedret motorteknologi vil modvirke en stigning af olieforbruget i sektoren. Brug af hydrogen kan på længere sigt nedbringe olieforbruget.

Kraftkrævende industri

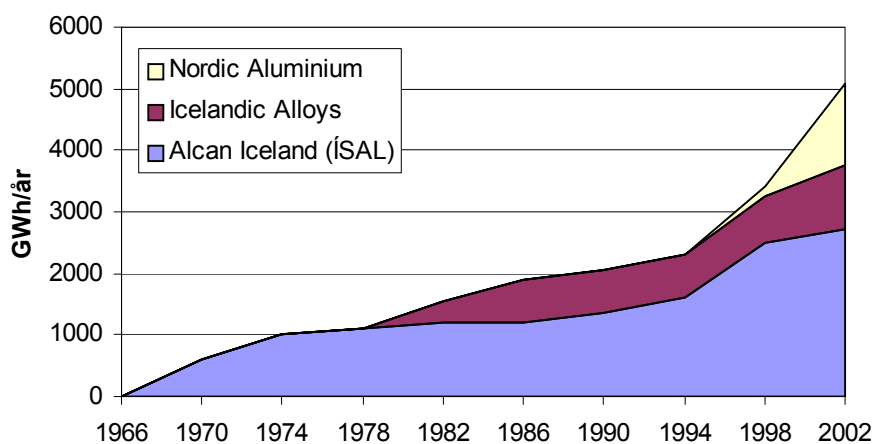
Island har en stor, og stadigt voksende, kraftkrævende industri. Tabellen nedenfor viser produktionen af forskellige produkter, som kræver et væsentlig energiforbrug i processen.

Tabel 7 - Produktion af energikrævende produkter (1000 tons.)

	1990	1995	2001
Aluminium	86.8	100.1	245.1
Ferrosilicon	62.8	70.3	111.9
Cement	114.1	81.0	125.2
Moler/diatomite	24.9	28.1	30.2

Energiforbruget i cementproduktionen er hovedsageligt baseret på kul mens produktionen af moler benytter geotermisk energi. Metalindustrien derimod, er generelt baseret på elektricitet. Denne sektor har oplevet en stor vækst siden slutningen af 1960'erne. Det startede med færdiggørelsen af aluminiumssmelteværk ÍSAL, nu Alcan Iceland, som begyndte produktionen i Straumsvík, syd for Reykjavík i 1969. Værket er siden blevet udbygget i flere omgange – senest i 1997, hvor kapaciteten steg til 162.000 tons årlig aluminiumsproduktion.

Icelandic Alloys (Íslenska járnblendifélagið) var næste store kraftkrævende industri, som åbnede på Island. Den producerer ferrosilicon. Kapaciteten blev i 1999 forøget fra 70.000 tons årligt til 115.000 tons årlig produktion. Sidst er der bygget endnu et aluminiumsværk, Nordic Aluminium (Norðurál), som ligger ved siden af Icelandic Alloys i Hvalfjörður. Bygningen af dette startede i 1997. Kapaciteten var 60.000 tons årlig produktion, men værket blev allerede udvidet til 90.000 tons kapacitet i 2001. Udviklingen i netto-elforbruget i metalindustrien kan ses i Figur 3.

*Figur 3 - Udvikling i elforbruget for metalindustrien på Island*

Der forventes en stadig vækst i denne industri på Island. Størst er bygningen af det nye aluminiums smelteværk ved Reyðarfjörður, som skal have en årlig kapacitet på omkring 322.000 tons. Det er knyttet til det nye store vandkraftprojekt ved Kárahnjúkar. Dertil kommer en planlagt forøgelse af kapaciteten hos Nordic Aluminium til op imod 300.000 tons årligt totalt set. En udbygning af ÍSAL værket til 200.000 tons årligt er også på tale, evt. med yderligere forøgelse senere hen.

El- og varmeproduktion

Islands elforsyning bygger hovedsageligt på vandkraft og geotermisk energi, som det fremgår af Tabel 8. Vandkraften er størst med omkring 83% af produktion. Geotermisk energi leverer resten på nær en lille del, som er baseret på fossil produktion (olie), hvilket hovedsageligt er reservekapacitet. Varmeproduktionen er domineret af geotermi, som dækker mere end 93% af forbruget jvf. Tabel 9.

Tabel 8 - Elkapacitet og -produktion på Island, 1997-2003.

Totaleffekt ultimo året				
År	Vandkraft MW	Geotermisk MW	Olie MW	Totalt MW
1997	919	80	120	1120
1998	939	140	119	1199
1999	999	170	121	1290
2000	1059	172	121	1353
2001	1104	202	122	1428
2002	1150	202	122	1475
2003	1150	202	122	1475

Elproduktion				
År	Vandkraft GWh	Geotermisk GWh	Olie GWh	Totalt GWh
1997	5202	375	3,0	5581
1998	5617	655	3,9	6275
1999	6,043	1138	4,2	7185
2000	6352	1323	4,6	7679
2001	6574	1451	3,3	8028
2002	6972	1433	5,5	8411
2003	7083	1406	4,9	8495

Samlet set er Island et af de lande i verden, der har størst udnyttelse af geotermisk energi til el- og varmeproduktion – både per indbygger og absolut set. På elområdet er der specielt sket en kraftig udbygning de seneste år. Der sker også udbygning af vandkraften. For nyligt startede bygningen af vandkraftværket ved Kárahnjúkar på højfjeldet på nordøst Island med en kapacitet på 690 MW. Hovedparten af kraften, der produceres her, skal bruges til det ny aluminiumsværk ved Reyðarfjörður. Når dette projekt er færdigt vil Island have udnyttet ca. 30 % af de potentielle vedvarende energikilder til elproduktion.

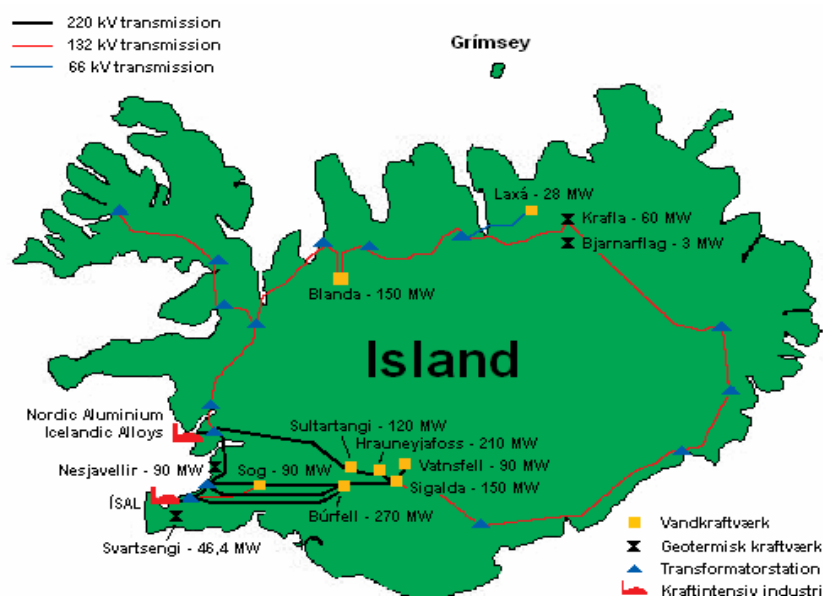
Arbejdet med en samlet plan for udbygning af vandkraft og geotermisk kraft er i gang. I den første etape har man vurderet ca. 50 af 100 mulige kraftprojekter med hensyn til kraftværksøkonomi og konsekvenser for miljøet.

Tabel 9 - Varmekapacitet og -produktion på Island, 1997.

Anlæg	Installert	Distribueret	Energikilde			
	effekt	energi	Geoterm.	El	Olie	Andet
	MW	TJ	%	%	%	%
Hitaveita Reykjavíkur	830	10262	100,00	-	-	-
Hitaveita Seltjarnarness	33	325	100,00	-	-	-
Hitaveita Mosfellsbæjar	27	279	100,00	-	-	-
Hitaveita Suðurnesja	125	1876	100,00	-	-	-
Hitaveita Akraness og Borgarfj.	20	38	100,00	-	-	-
Akranesveita	30	222	100,00	-	-	-
Hitaveita Borgarness	9	122	100,00	-	-	-
Orkubú Vestfjarða Reykhólar	6	31	100,00	-	-	-
Orkubú Vestfjarða	41	305	4,10	92,20	3,40	0,30
Hitaveita Ytri-Torfustaðahrepps	...	17	100,00	-	-	-
Hitaveita Hvamnstanga	5	67	100,00	-	-	-
Hitaveita Blönduóss	4	77	100,00	-	-	-
Hitaveita Sauðárkróks	20	327	100,00	-	-	-
Hitaveita Seyluhrepps	3	45	100,00	-	-	-
Rarik Siglufjörður	6	84	100,00	-	-	-
Hitaveita Ólafsfjarðar	11	165	100,00	-	-	-
Hitaveita Dalvíkur	9	114	100,00	-	-	-
Hitaveita Hríseyjar	2	54	100,00	-	-	-
Hitaveita Akureyrar	72	763	93,60	3,40	-	3,00
Orkuveita Húsavíkur	20	301	100,00	-	-	-
Hitaveita Reykjahlíðar	7	81	100,00	-	-	-
Hitaveita Egilsstaða og Fella	12	119	96,00	-	4,00	-
Rarik Seyðisfjörður	8	42	-	98,00	2,00	-
Rarik Höfn	11	64	-	99,99	0,01	-
Bæjarveitur Vestmannaeyja	38	216	-	91,50	1,50	7,00
Hitaveita Rangæinga	8	90	73,00	26,00	1,00	-
Hitaveita Brautarholts á Skeiðum	1	11	100,00	-	-	-
Hitaveita Flúða og nágrennis	35	310	100,00	-	-	-
Hitaveita Laugaráss	12	227	100,00	-	-	-
Selfossveitur bs.	37	389	100,00	-	-	-
Veitustofnanir Hveragerðis	50	346	100,00	-	-	-
Hitaveita Þorlákshafnar	11	179	100,00	-	-	-
Totalt	1505	17547	96,30	3,40	0,10	0,20

Transmission og distribution

Transmissionsnettet på Island er ganske veludbygget og kun få husstande (ca. 50 totalt set) er ikke koblet til det centrale net. 30 af disse befinder sig på øen Grímsey. Samlet er der opstillet 608 km 220 kV transmissionsledning (heraf 94 km som 400 kV men drevet ved 220 kV. De forbin-der vandkraftværkerne øst for hovedstaden Reykjavík med denne. Dertil kommer hele 1.315 km transmissionsledning, 132 kV, som er etableret som en ringforbindelse rundt på Island (se Figur 4).



Figur 4 - Elproduktions- og transmissionssystemet på Island.

Transport

Transportsektoren står for knap 30% af det samlede forbrug af olieprodukter på Island. Island er et tyndt befolket land hvilket giver et forholdsvis stort behov for transport i personbiler, da det kun få steder kan betale sig at udbygge kollektiv trafik. Tabel 10 viser at der siden midten af 1990'erne har været en større stigning i antallet af indregistrerede køretøjer indenfor alle kategorier. Transportsektoren står for omkring 30% af den totale emission af drivhusgasser på Island.

Tabel 10 - Indregistrerede køretøjer på Island.

	1995	2000	2002	Stigning '95-'02
Biler	119.232	158.936	161.721	36%
Busser	1.295	1.673	1.699	31%
Varevogne og lastbiler	14.757	19.432	20.278	37%
Motorcykler	1.881	2.278	2.557	36%
Antal biler per 1000 indb.	445	562	561	26%

Et stigende befolkningstal jf. Tabel 2 og en forøgelse af antallet af besøgende turister, som trenden angiver i Tabel 11, vil øge forbrug og derved drivhusgasudledningen fra transportsektoren yderligere.

Tabel 11 - Udvikling i turismen - flyrejser og hotelovernatninger.

	1995	2000	2002	Stigning '95-'02
Luftfart - rejser fra Keflavík	930.486	1.455.705	1.219.405	31%
Luftfart - rejser fra øvrige	766.535	917.129	698.613	-9%
Hotelovernatninger	844.070	1.186.455	1.260.501	49%

Brug af hydrogen i transportsektoren kan på længere sigt være med til at nedbringe importbehovet af olie samt reducere udledningen af drivhusgasser. Der pågår en del forskning på dette område og et eget aktieselskab (Icelandic New Energy Ltd.) har ansvaret for at undersøge mulighederne for at udvikle hydrogen til brændselsceller, der kan dække Islands eget behov for drivstof til miljøvenlige transportsystemer på land og til søs. Selskabet har søgt støtte fra EU. Der er allerede opført en hydrogenstation som den første i verden, som siden efteråret 2003 har fungeret som optankningssted for bybusser drevet af hydrogen. I løbet af en kortere årrække er det tanken at også private biler og fiskefartøjer, skal tilknyttes demonstrationsprojektet. Det giver på sigt Island mulighed for at reducere sit CO₂ udslip fra transport og fiskerisektorerne.

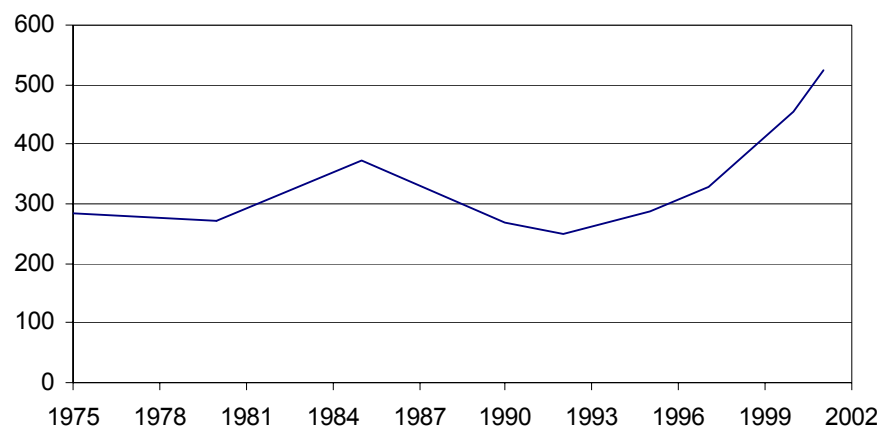
Færøernes energisystem

Kort om Færøerne

Færøerne (Føroyar) er en øgruppe bestående af 18 små bjergrige øer i Atlanterhavet mellem Shetlandsøerne (afstand 280 km), Island (430 km) og Norge (575 km). Af de 18 øer er de 17 beboede. Færøerne er beliggende på ca. 62 grader nordlig bredde og 7 grader vestlig længde. Fra nord til syd er der 113 km, mens øst-vest udstrækningen er 75 km, og det samlede areal er 1.399 kvadratkilometer. De højeste punkter findes på de nordlige øer, der når op til knap 890 meter over havet.

Klimaet er regnfuldt og typisk skyet eller overskyet. Grundet Golfstrømmen er temperaturerne moderate både vinter og sommer. Kun 6% af arealet er opdyrket. Klima og jordbund er uegnet til korn, så i stedet dyrkes grøntsager. På alle øerne findes der en relativt omfattende fåreavl. På Suðeroi findes der endvidere en vis minedrift.

Færøernes indbyggertal var i 2002 på knap 47.700 personer, hvilket er en stigning med 4.100 indbyggere siden 1980. Der har dog været store udsving herimellem. Frem til begyndelsen af 1980'erne var der en forholdsvis lille nettoindvandring, som dog steg relativt kraftigt i årene 1984-89 som følge af den høje økonomiske og beskæftigelsesmæssige aktivitet. Dette billede ændredes i årene 1990-1995 til en kraftig udvandring som følge af den alvorlige økonomiske og beskæftigelsesmæssige situation. I 1995 var befolkningstallet således nede på 43.400 – et stort fald fra de knapt 48.000 indbyggere i 1989. Siden er økonomien, grundet fiskeriet (se Figur 5), forbedret markant hvilket har betydet en større nettoindvandring.



Figur 5 - Udvikling i det færøske fiskeri (i 1000 tons).

Fisk og fiskevarer udgør grundlaget for 98% af Færøernes samlede eksportindtjening, når der ses bort fra eksporten af skibe, der varierer betydeligt over årene. Fiskerierhvervet har derfor altafgørende betydning for indkomst- og beskæftigelsesmulighederne på Færøerne. De begrænsede muligheder på andre erhvervsområder medvirker yderligere til fiskerierhvervets helt dominerende rolle. Særligt for de mindre bygder er afhængigheden af fiskerierhvervet næsten total. Samlet set er 21% er beskæftiget i fiskeriet, men i 2001 kunne godt 27% af den totale udbetalte løn på Færøerne henføres til fiskerierhverv. I selve fiskerflåden er der alene godt 2000 årsværk. Foruden den egentlige fiskeindustri er der på Færøerne opbygget et antal håndværks- og industrivirksomheder, der producerer udstyr m.v. til fiskefartøjer og den egentlige fiskeindustri. Anden eksportindustri end fiskeriet, har det ikke været mulig at opbygge blandt andet pga. de store transportomkostninger.

Energipolitik

Færøerne har ikke en formuleret energipolitik men den siddende landsstyrekoalition har efter sidste lagtingsvalg den 20. januar 2004, tilsluttet sig en hensigtserklæring på energiområdet som bl.a. omfatter følgende:

- Den overordnede energipolitik er et landspolitisk ansvar
- Olieadministrationen skal sammen med kommunerne udarbejde en elforsyningslov
- Energiudbygning skal ske under hensyntagen til miljø og natur
- Vedvarende energikilder bør udgøre en så stor del af den samlede energiproduktion som muligt
- Samarbejde med respektive myndighed inden for forskning og udvikling vedrørende vedvarende energi skal fremmes
- Anvendelse af energibesparende produkter skal fremmes

Der er nedsat en arbejdsgruppe, sammensat af embedsmænd fra olieadministrationen og erhvervsministeriet, som inden 2 år fra juni 2004, skal udarbejde et forslag til en energipolitisk handlingsplan. Denne handlingsplan skal omfatte dels konkrete forslag til en overordnet energipolitik, inklusive udførlig dokumentation til at underbygge disse forslag, samt forslag til en el-forsyningslov.

I arbejdet skal der lægges særlig vægt på at belyse forhold som f.eks.; fremtidig energibehov, forsyningssikkerhed, vedvarende energi, tiltag og værktøj for energibesparelser, struktur og konkurrence, natur- og miljøhensyn samt ikke mindst økonomiske konsekvenser.

Arbejdsgruppen skal indgå i et regelmæssigt og formelt samarbejde med en høringsgruppe som omfatter relevante aktører på energiområdet, herunder energiproducenter, forbrugere samt repræsentanter for natur- og miljøinteresser. Der skal i hhv. efteråret 2004 og efteråret 2005 fremlæg-

ges en statusrapport til politisk debat i Lagtinget. Det er endvidere pointeret at arbejdet foregår i åbenhed og samarbejde med de politiske myndigheder med henblik på at det endelige forslag kan opnå en så bred politisk tilslutning som muligt.

Struktur af energisektoren

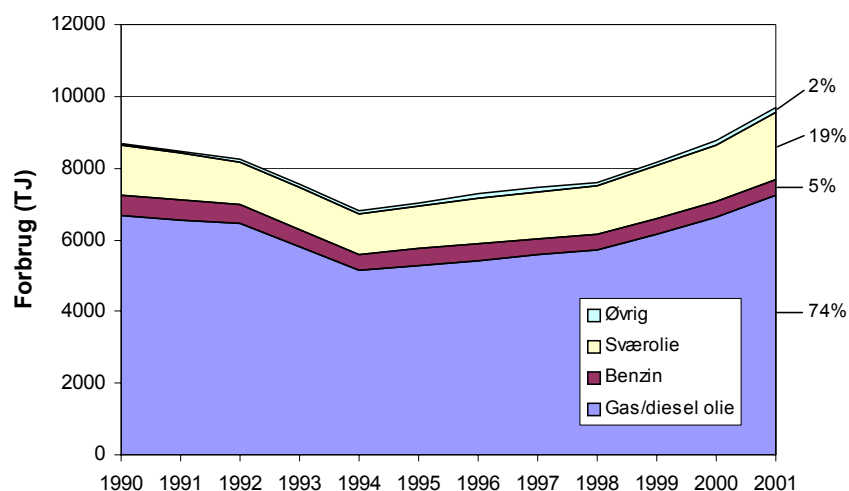
Elforsyningen på Færøerne varetages af forsyningsvirksomheden SEV, som er ejet af de færøske kommuner i fællesskab. Ejerskabsandelen opgøres årlig og er proportional med antallet af indbyggere i kommunerne. SEV's overordnede formålsparagraf er at *tilvejebringe elektricitet og fordele den mellem indbyggerne i medlemskommunerne*.

Spørgsmålet om tredjepartsadgang til SEV's forsyningsnet har for nyligt været diskuteret hos den færøske konkurrencemyndighed (Kappin-garráðið), som er nået frem til at SEV's virksomhed er omfattet af den færøske konkurrencelov. Denne afgørelse er siden blevet stadfæstet af konkurrencemyndighedens klageinstans samt en retslig instans. Dette kan få stor betydning for SEV's drift og økonomi fremover.

Energiforbrug

Færøerne er et tydeligt bevis for at et samfunds energiforbrug følger den økonomiske udvikling.

Figur 6 viser olieforbruget på Færøerne i en årrække. Ser man på forbruget af gasolie/dieselolie, er det stærkt korreleret med fiskeriet (se Figur 5) og derved den økonomiske udvikling i landet.



Figur 6 - Forbrug af olieprodukter 1990-2001.

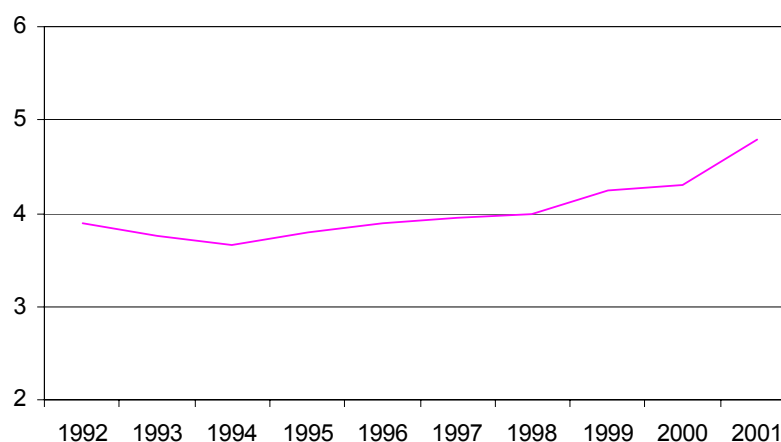
Tabel 12 viser olieforbruget per sektor. Her ses det at mens dieselolieforbruget i fiskeriet har været konstant over den samlede periode, var forbruget under fiskerikrisen ca. 25% lavere. Stigningen i det samlede forbrug af dieselolie sidst i perioden er endvidere stærkt påvirket af kraftige stigninger indenfor vejtransport og produktions- og entreprenørvirksomhed.

I 2001 stod fiskerisektoren for 31% af energiforbruget, husholdninger for 18%, offentlig elforsyning for 18%, produktions- og entreprenørvirksomhed for 12% samt vejtransport for 11%.

Tabel 12 - Olieforbrug i tons fordelt på sektorer.

Sektor	Brændsel	1992	1995	1998	2001	Stigning '92-'01
Offentlig el- og varmforsyning	Gas/diesel olie	4958	2786	4066	6370	129%
	Sværolie	21902	19716	23170	35192	78%
Produktion- og entreprenørvirk.	Gas/diesel olie	6705	4637	7126	15736	239%
	Sværolie	7033	5478	9996	10906	99%
Civil luftfart	Jet fuel	1000	1848	1607	2743	48%
Vejtransport	Gas/diesel olie	6373	6014	5144	13227	120%
	Benzin	12698	10450	10089	10023	-4%
Søtransport	Gas/diesel olie	7611	6098	6327	9105	49%
Handel og service	Gas/diesel olie	11795	10796	11872	12503	16%
Husholdninger	Gas/diesel olie	42552	36817	37543	40136	9%
Fiskeri og landb.	Gas/diesel olie	70822	57313	61814	72288	26%
Samlet forbrug	Gas/diesel olie	150816	124461	133892	169365	36%
	Benzin	12698	10450	10089	10023	-4%
	Sværolie	28935	25194	33166	46098	83%
	Jet fuel	1000	1848	1607	2743	48%

Forbruget i husholdninger varierer en del fra år til år på grund af vejrets indflydelse på opvarmningsbehovet. Det observerede fald midt i 1990'erne skyldes derfor ikke kun recessionen, men også klima og befolkningstallet. Brændselsforbruget – specielt sværolie – til offentlig el og varmforsyning er steget med 46 % i perioden 1990-2001. Det har dog varieret en del, da elforbruget, ligesom olieforbruget, er blevet påvirket af den økonomiske recession i starten af 1990'erne. Figur 7 viser elforbruget per indbygger siden 1992.



Figur 7 – Udvikling i elforbrug per indbygger (i MWh).

Salget af elektricitet fordelte sig i 2002 med 33% til husholdninger, 34% til industri, landbrug og fiskeri, 23% til handel og service samt 11% til transport, post & tele, gadebelysning mv. Forbrugsudviklingen siden 1998 er vist i Tabel 13.

Tabel 13 - Elforbrug fordelt på sektorer (i MWh).

Sektor	1998	2000	2002	Ændring '98-'02
Husholdninger	66.711	69.315	72.237	8%
Landbrug, fiskeindustri og minedrift	8.029	13.130	21.693	170%
Produktions- og entreprenørvirksomhed	40.249	45.974	53.200	32%
Handel og turistme	15.054	16.540	18.092	20%
Financielle virksomheder	3.208	2.834	3.170	-1%
Service (privat og offentlig)	25.248	26.619	29.246	16%
Transport og infrastruktur	11.118	12.634	18.387	65%
Gadebelysning	4.612	5.090	5.458	18%
Totalt	174.229	192.136	221.483	27%

Forbrugerpriserne på energi ligger for husholdninger i intervallet 0,99-1,11 DKK og for erhverv 0,67-1,11 DKK afhængig af forbrugsstørrelsen, hvor de største forbrugere har de laveste priser.

El- og varmeproduktion

Det fælleskommunale selskab SEV, forestår produktion og salg af elektricitet på Færøerne. Deres elværker er domineret af vandkraft og olieba-serede værker.

Tabel 14 viser kapaciteten på de etablerede elværker på Færøerne.

Tabel 14 - Elproduktionskapacitet på Færøerne.

Placering	Maskin ID	Brændsel	MW	Startår
Botnur	T1	Vand	1,000	1965
Botnur	T2	Vand	2,000	1966
Eiðisverkið	T1	Vand	6,700	1987
Eiðisverkið	T2	Vand	6,700	1987
Neshagi	M1	Vind	0,150	1993
Skopunarverkið	M1-M3	Gasolie	1,826	-
Smáverk		Gasolie	1,700	-
Strond	M1	Gasolie	0,500	1950
Strond	M2	Gasolie	2,300	1965
Strond	M3	Gasolie	3,600	1982
Strond	T1	Vand	1,400	1998
Sundsverkið	M1	Sværolie	8,100	2001
Sundsverkið	M2	Sværolie	5,700	1974
Sundsverkið	M3	Sværolie	5,700	1978
Sundsverkið	M4	Sværolie	12,400	1983
Sundsverkið	M5	Sværolie	12,400	1988
Tvøroyri	M1	Gasolie	2,000	1973
Vágsverkið	M1	Sværolie	2,700	1983
Vágsverkið	M2	Sværolie	2,700	1983
Vestmanna	Fossá 1	Vand	2,100	1953
Vestmanna	Fossá 2	Vand	4,200	1956
Vestmanna	Heygav.	Vand	4,900	1963
Vestmanna	Mýruv.	Vand	2,400	1961

I 2002 produceredes ca. 240 GWh og i 2003 249 GWh el. Elproduktion fordelt på anlæg og net er vist i Tabel 15. Det ses at godt 30% af elproduktionen i 2002 var baseret på vandkraft mens øvrig produktion generelt set skete på dieseldrevne værker. I 2003 er andelen produceret på vandkraftanlæg steget til 34 %.

Tabel 15 - Elproduktion på Færøerne 1999-2002.

	1999	2000	2001	2002	Ændring '99-'02
Hovednettet samlet	180.028	190.600	208.331	215.965	20%
- Vandkraft	64.846	72.376	72.825	92.309	42%
- Termisk	114.620	117.701	135.002	123.103	7%
- Vindkraft	562	523	504	553	-2%
Suðuroy samlet	20.680	21.744	22.270	23.057	11%
- Vandkraft	5.309	3.646	3.130	3.556	-33%
- Termisk	15.371	18.098	19.140	19.501	27%
SEV totalt	201.326	212.439	230.715	239.091	19%

El baseret på vindkraft er trods de gode gennemsnitlige vindforhold forholdsvis marginal, og udgjorde i 2003 1,2% eller 3,0 GWh. Baggrunden er dels de meget hårde vindforhold på Færøerne, som stiller særlige krav til vindmøllerne og dermed til investeringerne og dels at en sådan alternativ produktion i større omfang er skønnet vanskelig at indpasse i det relativt svage forsyningsnet.

SEV besluttede i 2002 at bygge tre nye vindmøller ved Neshaga for i alt ca. 15 millioner DKK. Endvidere har et privat foretagende bedt om lov til at tilkoble en fjerde vindmølle ved Vestmanna. Den samlede nye kapacitet forventes at være omkring 4 MW totalt, hvilket skulle kunne bæres af det færøske transmissionsnet uden forstærkninger.

Luftforurening har været et stort debateme for nyligt. En rapport over Færøernes emissioner viste at Færøernes CO₂-udslip per indbygger var blandt de højeste i verden. Emissionen af drivhusgasser (beregnet som CO₂-ækvivalenter) er steget med 12% fra 1990 til 2001. Grundet faldet i forbruget af fossile brændsler i starten af 1990'erne, ses et fald på 22% i perioden 1990-1993. Fra 1993 og frem til 2001 er drivhusgasemissionen dog steget med 44% (fra 543.000 tons i 1993 til 782.000 tons i 2001).

Udslippet for CO₂ alene vejer tungt i opgørelsen af den samlede drivhusgasudslip, da bidraget fra CO₂ udgør 93% af den samlede udledning af drivhusgasser. I 2001 var de største kilder til CO₂ emissionen fiskeri (32%), kraftværker (18%), beboelse/institutioner (18%), industri (12%) og vejtrafik (10%).

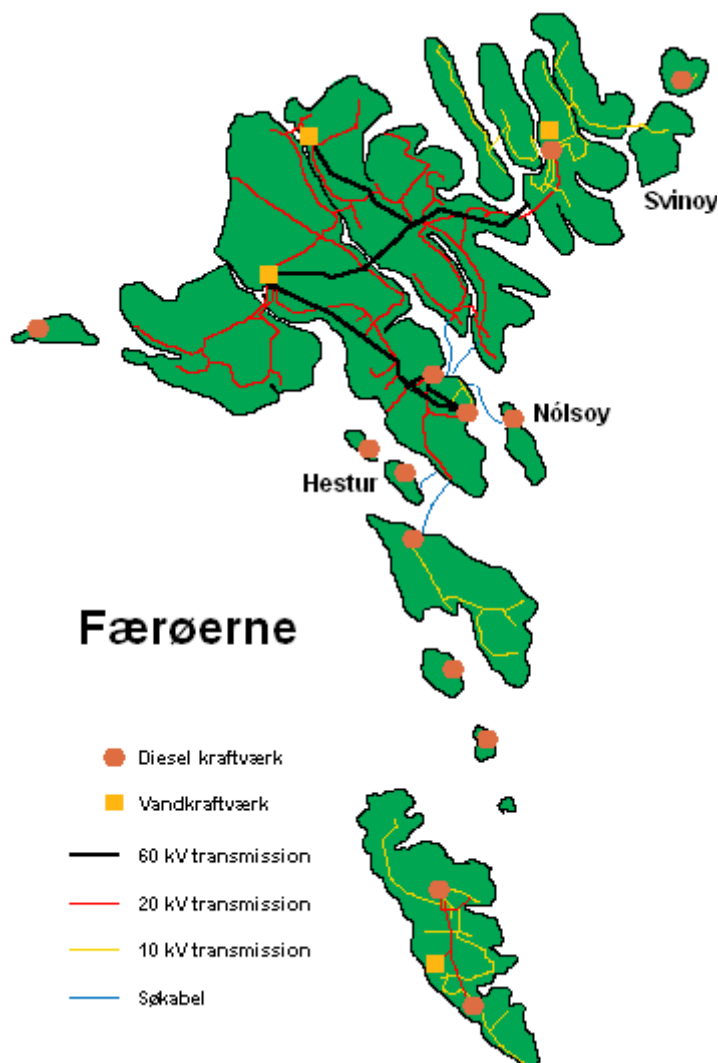
Af øvrige drivhusgasser, er N₂O (lattergas) mest signifikant med ca. 4% af den samlede udledning af CO₂-ækvivalenter. For N₂O steg emissionen med 37% fra 1990 til 2001, hovedsageligt pga. en emissionsstigning fra landbruget. Sidste væsentlige drivhusgas, CH₄ (metan), udgør ca. 3% af udledningen i CO₂-ækvivalenter. Samlet set er CH₄ udslippet steget med 14% fra 1990 til 2001. Emissionsforøgelsen skyldes et gradvist større antal køer på Færøerne i dette tidsrum.

Af konkrete initiativ, som er igangsatte eller forventes igangsat indenfor snar fremtid, til opnåelse af den tidligere nævnte hensigtserklæring om energipolitiske forhold og på sigt den energipolitiske handlingsplan bør nævnes:

- Undersøgelse for etablering af et bølgekraftværk af lignende type, som allerede findes på den vestske ø Islay under navnet LIMPET (Land Installed Marine Energy Transformer).
- Videre udbygning med vindkraft.
- Udbygning af fjernvarmekapaciteten, baseret på restvarme.
- Initiativer til at fremme energieffektivitet og energibesparelser.
- Fortsat efterforskning efter kulbrinter i den færøske undergrund. Ved den 1. udbudsrunde den 17. august 2000 blev der givet tilladelse til at bore 8 brønde indenfor 6 år. De første 4 huller er borede, heraf 3 i 2001 og 1 i 2003.

Transmission og distribution

Færøerne har et hovedtransmissionsnet, som dækker de store øer, på nær Suðerøy, som er et separat elforsyningssystem. Endvidere har en række af de små øer også ø-drift, mens andre er forsynet med en kabel til hovedtransmissionsnettet samt har en nødstrømsforsyning baseret på diesel på øen. Eltransmissionsnettet og lokaliseringen af kraftværkerne er vist på kortet i Figur 8.



Figur 8 - Kort over Færøernes el-infrastruktur.

Transport

Godstransporten mellem Færøerne og omverden foregår hovedsagelig ad søvejen. To færøske rederier besejler fragtruter til udlandet året rundt. Smyril Line har siden 1998 - i forbindelse med passagervintersejladsen til

Danmark – sejlet med fragt. Endvidere besejler det islandske selskab Eimskip fragtruter til udlandet året rundt og har eget kontor på Færøerne. Udover Vagar Lufthavn er der anlagt 12 helikopterlandingspladser på Færøerne. Beflyvningen af Færøerne varetages af Maersk Air, Iceland Air samt det færøske selskab Atlantic Airways. Antallet af rejsende til og fra Færøerne af luftvejen har været stærkt stigende de seneste år. Passagerbefordring pr. skib foregår hovedsageligt i sommerperioden og udføres dels af passagerskibe i rutetrafik (Smyril Line) og dels med særlige passagerskibe (krydstogtskibe). Antallet af udenlandske passagerskibe, der har lagt til ved Færøerne, har været stigende de seneste år.

Gennem 20-30 år op til begyndelsen af 1990'erne og igen i de senere år er der investeret store ressourcer i udbygning og modernisering af trafikforholdene på øerne og kommunikationsforbindelser til omverden. Anlæg af veje, tunneller og havne er omkostningskrævende på grund af de vanskelige topografiske forhold. Efter den økonomiske afmatning i begyndelsen af 1990'erne har antal motorkøretøjer steget med knap 1000 per år siden 1995, og er i dag oppe på i alt 21.000 motorkøretøjer, heraf 16.000 personvogne og 3.500 last- og varevogne.

Grønlands energisystem

Kort om Grønland

Geografi

Grønland er verdens største ø. I Nord-sydlig retning strækker Grønland sig over 2.600 km, fra Nunap Isua (Kap Farvel) i syd til Odaap Qeqertaa (Odak Ø) i Nord. Landet skæres af Polarcirklen, se Figur 9, hvilket betyder, at man nord for denne oplever midnatssol om sommeren og polar-mørke om vinteren.

Hele landets areal er 2.175.600 km². Kun ca. 15 % af landet er isfrit, idet resten er dækket af verdens næststørste iskappe - Indlandsisen. Den rummer ca. 9 % af hele jordens ferskvand og er på det tykkeste sted ca. 3.500 m. Grønlands har ca. 40.000 km kyststrækning med sit utal af store og små øer og fjorde.

Klima

Størstedelen af Grønland har arktisk klima, dvs. at middeltemperaturen i den varmeste måned ikke overstiger 10 °C. Dette betyder at der ikke kan vokse skove. Midnatssolen i Nordgrønland betyder at sommertemperaturen i Sydgrønland kun er ca. to grader højere end i Nordgrønland. Anderledes er det om vinteren hvor forskellen i middeltemperaturen mellem nord og syd er betydelig, mere end 30 °C. Den vertikale temperaturfordeling er ofte præget af inversioner hvor lufttemperaturen er lavere i de lavere luftlag end højere oppe. En konsekvens af dette er at forårets snesmeltning indledes tidligere oppe i fjeldet end ved havniveau.

Nedbørsmængden er generelt større ved kysten end inde i landet. Den er meget rigelig i den sydlige del af landet, mens den er sparsom i Nordgrønland hvor man enkelte steder finder "arktiske ørkner", dvs. områder der næsten er snefri om vinteren, og hvor fordampningen om sommeren kan overstige nedbørsmængden. En stor del af snemængden vil om foråret sublimere, dvs. gå direkte fra fast form over i dampfasen.

Ved havniveau falder nedbøren i landets sydlige dele som regel i form af regn om sommeren, og som sne om vinteren. I landets nordlige del falder der af og til sne i juli, mens regn om vinteren er meget usædvanlig. Torden kan optræde i uroligt vejr, men kun sjældent og ofte ganske kortvarigt.



Figur 9 - Kort over Grønland.

Storme vil typisk være forbundet med lavtrykspassager, men imellem optræder der året rundt uforstyrrede perioder af kortere eller længere varighed hvor lokale forhold er bestemmende for vinden. De katabatiske (nedadrettede) vinde fra indlandsisen er meget kraftige og påvirker vindklimaet helt ud til kysten. Disse vinde optræder hovedsageligt som varme vinde, Föhn, i Vestgrønland og som kolde faldvinde, Piteraq, i Østgrønland. Men oftest er "det uforstyrrede vejr" i fjordene relativt roligt, om end præget af søbris om sommeren og landbriser om vinteren.

I kystzonen afhænger vindens karakter af dens retning i forhold til kysten. Blæser den mod kysten, vil den dels løftes med udfældning af nedbør til følge, dels afbøjes mod lavere tryk. Herunder opstår en stuvningsvind som kan blive meget voldsom. Blæser vinden fra kysten får den karakter af faldvind som kan blæse med meget høje hastigheder. Et særkende for Grønland er at overgangen fra vindstille til storm kan ske meget brat.

Grønland er kendt for sin klare luft. Undtagelsen forekommer om sommeren i de omgivende farvande hvor der dannes kraftig tåge på grund af det kolde vand. Kystnære områder kan blive påvirket af dette.

Klimaet betinger at der er udbredt permafrost i størstedelen af Grønland, dvs. at der forekommer temperaturer under 0 °C i jordlagene året rundt. Kun den øverste del af jorden tør op om sommeren. Nord for polarcirklen og på størstedelen af Østkysten er der kontinuert og diskontinuert permafrost. Syd for Polarcirklen forekommer på Vestkysten sporadisk permafrost og i de højere fjelde diskontinuert permafrost.

Demografi og administration

Befolkningen i Grønland var pr. 1. januar 2004 56.854 indbyggere, hvoraf 82,5 % bor i byerne og resten i bygder. 88 % af indbyggerne er født i Grønland.

Landet er opdelt i 18 kommuner med hver sin hovedby. Den største by er hovedstaden Nuuk med 14.350 indbyggere. Byerne er fordelt på Vestkysten fra Nanortalik i syd til Qaanaaq i nord samt to byer på østkysten. Bygdebefolkningen bor i 60 bygder, med en befolkning der varierer fra 490 til 1 indbyggere. Desuden er der beboelse i de to militære områder, Thule Air Base i Nordgrønland og Grønlandskommandoen i Grønnedal i Sydgrønland, samt et antal stationer for vejrobservationer mv.

Den samlede befolkning forventes kun at stige med 1,3 % i løbet af de næste 10 år, men der kan forudses en flytning fra bygder og mindre byer til de større byer, specielt Nuuk.

I de større byer bor indbyggerne i etageboliger, rækkehuse og enfamiliehuse. I de mindre byer og bygder er boligformen næsten udelukkende en- og tofamiliehuse. Boligarealet i byerne varierer mellem 57,5 m² i Nanortalik og Qaanaaq til 71 m² i Nuuk. Det gennemsnitlige boligareal er 63,8 m². Antal personer pr. bolig varierer fra 3,2 til 1,8 med et gennemsnit på 2,44 beboere pr. bolig.

Grønland har hjemmestyre under det danske rigsfællesskab. Det grønlandske hjemmestyre består af Landsstyret med 8 landsstyreområder samt Landstinget som er den lovgivende forsamling.

Erhverv

I 2001 var næsten halvdelen af arbejdsstyrken beskæftiget indenfor offentlig administration og service. Men ses der bort fra denne sektor er

hovederhvervet fiskeri, der hovedsageligt omfatter rejer og hellefisk samt mindre mængder af torsk og krabber. I Sisimiut, Nuuk, og Ilulissat er rejefabrikker vigtige landbaserede erhverv, mens det nord for Diskobugten i hovedsag er hellefisk som er den vigtigste råvare i fiskeriet. .

Andre erhverv er fangst efter havpattedyr og isbjørn hovedsageligt i Nord- og Østgrønland, samt fåreavl i Sydgrønland hvor der også findes begrænset landbrug. I Narsaq findes en omfattende slagterivirksomhed med hele det sydlige Grønland som opland.

Minevirksomhed har været mere eller mindre udbredt i Grønland siden starten af 1900-tallet. I dag er kun en mindre guldmine i Sydgrønland ved Nanortalik i drift.

Den samlede arbejdsstyrke er ca. 27.000 personer hvoraf 1.400-2.700 er ledige afhængig af sæsonen.

I 2001 var 7,1 % beskæftiget inden for fiskeri, fangst og husdyrsavl og 7,8 % inden for fremstillingsvirksomhed, hovedsageligt fiskeindustri (80%). 46,8 % er beskæftiget inden for offentlig administration og service.

Infrastruktur

Alle byer og bygder er øsamfund, idet der ikke findes faste vejforbindelser mellem disse. Al transport foregår ad luft- eller søvejen.

Byerne er med få undtagelser placeret på steder hvor der har været gode muligheder for anlæggelse af en havn, idet søtransporten har haft alt afgørende betydning for byernes samfærdsel. Afstanden mellem byerne svarer typisk til 1-2 dagsrejser med skib.

Mulighederne for at etablere vejforbindelse mellem byerne er meget begrænset, fordi kystområderne gennemskæres af dybe fjorde, ofte med gletschere helt til havniveau. Afstanden mellem byerne gør det ligeledes uøkonomisk at etablere et sammenhængende transmissionsnet for el, hvorfor hver by har sin egen el- og vandforsyning.

Mere end 95 % af den søværts godstransport mellem Grønland og omverdenen foregår via Grønlandshavnen i Aalborg, Danmark, men der er også regelmæssig forbindelse til Island og Canada. Det grønlandske rederi, Royal Arctic Line, har koncession på godstransporten. Kun 6 af byerne har direkte forbindelse til Danmark, de øvrige forsynes med intern feedertrafik. Med få undtagelser er al godstransport til byerne containeriseret. Godstransporten mellem byer og bygder foregår med mindre skibe fra den tilhørende regionsby.

Transport af post og let fordærvelige fødevarer foregår med fly, både internationalt og internt.

Alle byer på nær to er forsynet med dybvandshavn, men kun byerne syd for Polarcirklen kan besejles hele året. De øvrige byer er lukket af is i kortere eller længere tid om vinteren. De åbne havne har skibsforbindelse ca. hver 11. dag.

Den internationale lufttrafik foregår hovedsageligt mellem Kangerlussuaq og København, og i mindre omfang til Narsarsuaq i Sydgrønland. Kangerlussuaq er beliggende øst for Sisimiut tæt ved indlandsisen, hvor klimaet er ideelt for flyvning. Der er ingen faste internationale ruteflyvninger af betydning til andre destinationer end København.

Den interne flyvning foregår med fastvingede fly fra de internationale lufthavne til 8 byer der har landingsbaner. De øvrige byer og de største bygder har heliports med regulær helikoptertrafik.

Persontransport med skib varetages af Arctic Umiaq Line, der har regulære forbindelser langs vestkysten om sommeren. Desuden er der regulære skibsforbindelser til de flest af bygderne.

Internt i byerne foregår trafikken med bil og i de større byer med bus. Men fritidsbåde er af væsentlig større betydning for befolkningen i både byer og bygder. Transport med hundeslæde forekommer i byer og bygder nord for Polarcirklen, hovedsageligt i forbindelse med fangst og fiskeri.

Struktur af energisektoren

Grønlands forsyning med fossile brændstoffer varetages af Pilersuisoq A/S der er en hjemmestyreejet virksomhed. Importen af brændstofferne sker til oliehavnen Polar Oil, beliggende syd for Nuuk samt direkte til byerne Tasiilaq og Ittoqqortoormiit i Østgrønland. Herfra fordeles produkterne af Royal Arctic Tankers A/S til de enkelte forbrugssteder. Produkterne består af Arktisk Gasolie (AGO), Jet-A1 (petroleum) og benzin.

Forsyningen af el, vand og fjernvarme varetages i byer og bygder primært af Nukissiorfiit, Grønlands Energiforsyning, som er en nettostyret virksomhed ejet af Grønlands Hjemmestyre. Ressortmæssigt er virksomheden placeret i Direktoratet for Erhverv, Landbrug og Arbejdsmarked. I lufthavnene Kangerlussuaq, Narsarsuaq og Kulusuk varetages forsyningen af Mittarfeqarfiit, Grønlands Lufthavnsvæsen (GLV), som også er en nettostyret virksomhed under Hjemmestyret og hører under Direktoratet for Boliger og Infrastruktur. Endvidere leverer boligselskabet INI A/S samt nogle kommuner fjernvarme til forbrugerne.

Nukissiorfiit har hovedkontor i Nuuk og en driftsvirksomhed – energitjeneste – i 16 byer, dog er energitjenesterne i Narsaq og Qaqortoq lagt sammen den 1. juli i år. Desuden varetages en række myndighedsfunktioner samt udarbejdelse af generelle analyser og forberedelse af fremtidige projekter. Nukissiorfiits energitjenester står for driften af el- og fjernvarmeværkerne i hver by og bygd samt vandkraftværket Buksefjorden ved Nuuk og fra 2005 forsynes også Tasiilaq med vandkraftbaseret el. 13 af byerne har fjernvarmenet der forsynes med restvarme fra elværkerne, varme fra oliefyrede kedler, varme fra affaldsforbrænding og/eller med el fra vandkraft (kun i Nuuk).

Nukissiorfiit har desuden ansvaret for distribution og salg af el og fjernvarme, og virksomheden beskæftigede i 2002 måneds- og timelønnede svarende til 437 fuldtidsansatte.

El-myndigheden, som er en del af Nukissiorfiit, administrerer landstingsforordning nr. 12 af 3. november 1994 om elektriske stærkstrømsanlæg og elektrisk materiel der beskæftiger sig med sikkerhedsmæssige forhold. El-myndigheden administrerer tillige tilstødende områder indenfor elforsyning og elforbrug samt bestemmelserne vedrørende elektricitet i energiforordningen i henhold til landstingsforordning nr. 14 af 6. november 1997.

Direktoratet for Erhverv, Landbrug og Arbejdsmarked har ansvaret for den overordnede planlægning, tilsyn og administration af energiforsyningen, mens Nukissiorfiit varetager den detaljerede planlægning, herunder renovering af eksisterende anlæg og udbygning af nye. P.t. er to vandkraftanlæg under opførelse: Qorlortorsuaq i Sydgrønland til forsyning af Qaqortoq og Narsaq samt et mindre anlæg i Tasiilaq.

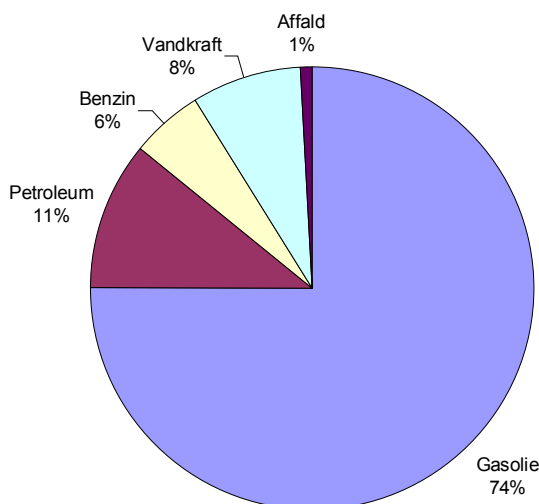
Nukissiorfiits anlæg finansieres gennem lån og tilskud fra Landskassen.

Energiforsyning

Den primære energiforsyning består af importerede fossile brændsler og el fra vandkraftværket ved Buksefjorden. Desuden udnyttes varme fra seks affaldsforbrændingsanlæg der drives af kommunerne. Der forekommer desuden en ubetydelig energiproduktion fra sol og mikrovandkraft som blandt andet forsyner teleanlæg, fåreholdersteder og fritidshuse. I de efterfølgende opgørelser og analyser ses dog bort herfra.

I 2002 udgjorde den samlede energiforsyning til landet ca. 2.454 GWh, fordelt som vist i Figur 10.

De fossile brændsler omfatter gasolie (AGO), petroleum inklusiv jet-A1 og benzin hvor gasolien udgør den helt dominerende energikilde (74 %). Der er ikke for nuværende nogen indenlandsk produktion af fossile brændsler, men der har indtil begyndelsen af 1970'erne været produktion af kul.



(Kilde: Grønlands Statistik)

Figur 10 – Fordeling af den totale primære Energiforsyning i 2002

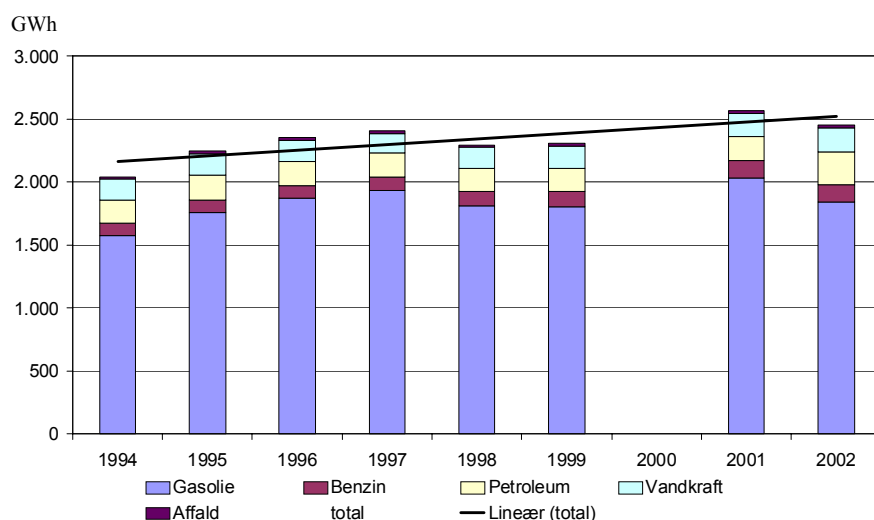
Vandkraftværket ved Buksefjorden der blev idriftsat i oktober 1993, har en kapacitet på 30 MW og forsyner Nuuk med elektricitet til lys/kraft og varme. I 2002 producerede vandkraftværket 186 GWh.

Da vandkraftværket kun forsyner Nuuk, er der en relativ stor del af den vandkraftproducerede el som medgår til *fast elvarme* og *afbrydelig elvarme*. Den afbrydelige elvarme produceres i elektrokedler i fjernvarmecentraler og leveres til forsyning af elkedler i blokvarmecentraler. Den afbrydelige elvarme kan suppleres eller erstattes af oliebaseret varme efter behov. Den faste elvarme er etableret i nybyggeri som elradiatorer, og den kræver, i modsætning til afbrydelig elvarme, at der til enhver tid er el til rådighed. Dette gør det nødvendigt med ekstra reserveforsyning fra nødelværker.

Figur 11 viser udviklingen i energiforsyningen siden 1994 (der mangler desværre data for 2000). Det ses, at der har været en stigning i energiforsyningen indtil 1997, hvorefter der sker en stabilisering. Udsvingene i gasolieforsyningen skyldes til dels forskel i lagerstrategi, idet der er tale om importerede mængder. Desuden er KNI/Pilersuisoq A/S i 1995 startet med levering af gasolie til offshore bunkring. Udsving i petroleum, der hovedsageligt anvendes til lufttransport, er betinget af trafikmønstret. Stigningen i forsyningen fra affald i 2002 skyldes at flere forbrændingsanlæg er taget i drift.

Grønland har frem til 1. januar 2005 haft den samme pris for alle byer og bygder i hele Grønland på leverance af el, fjernvarme, vand og brændsler, uanset produktionsprisen. Systemet er under successiv afvikling og de 1. januar 2005 trådte nye tariffer for el, vand og varme i kraft, hvor tarifferne i større grad end tidligere tager udgangspunkt i omkostningerne ved at producere og distribuere el, vand og varme på hver lokalitet. Det vil fra 2005 til 2009 ske en trinvis udvikling af priserne til at være mere kostægte på hver lokalitet, dog vil der være et maksimalt pris-

loft for byer og bygder med de højeste produktionspriser. Specielle og lavere rater for fiskeindustrien vil stadig forekomme. Priserne for den kollektive forsyning inden den nye tarifstruktur trådte i kraft, fremgår af tabel Tabel 16.



Figur 11 - Energiforsyningen fordelt på brutto energiproduktion.

Kilde: Grønlands Statistik

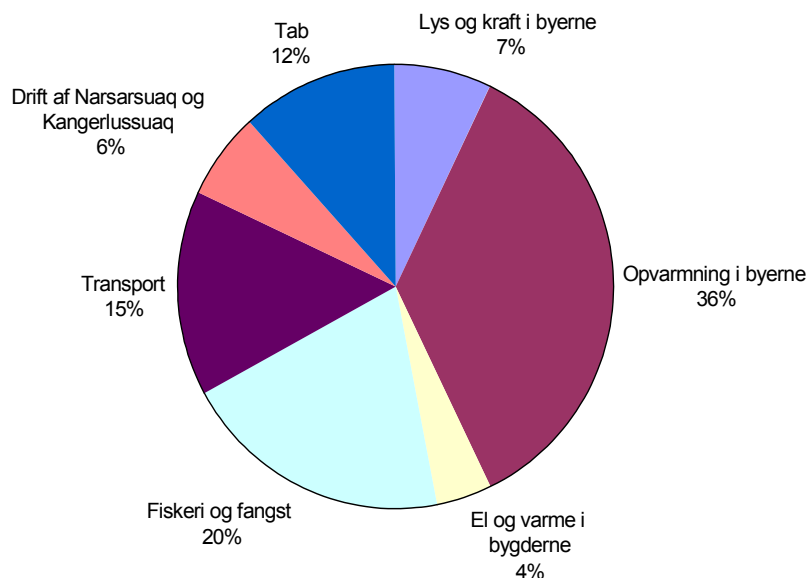
Tabel 16 - Rater for el og varme pr. 1. august 2004.

El til lys og kraft	2,26 DKK/kWh
El til fast elvarme	0,37 DKK/kWh
El til afbrydelig elvarme	0,69 DKK/kWh
El til fiskeindustrien	0,69 DKK/kWh
Fjernvarme	467 DKK/MWh

Priserne for flydende brændsler er pr. 15. juni 2004 2,43 DKK/l for gasolie (diesel), 2,87 DKK/l for benzin og 2,62 DKK/l for petroleum. Der er ikke pålagt nogen form af energiafgifter eller moms for el-, varme- eller brændselsforsyning. Grønland har således i forhold til resten af Europa, meget lave forbrugspriser på olieprodukter.

Energiforbruget

I Figur 12 ses fordelingen af energiforbruget i 2002. Det samlede brutto energiforbrug var på 2.509 GWh inkl. konverterings- og ledningstab på 340 GWh.



Figur 12 - Fordelingen af brutto energiforbruget i 2002.

Noter: Bemærk at fordelingen mellem opvarmning og transport er skønnet, idet der ikke foreligger en egentlig statistik.

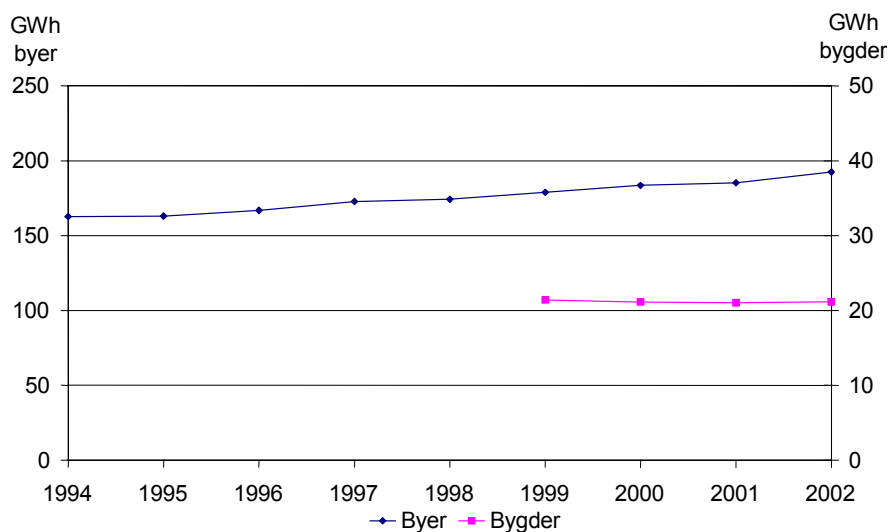
Det største enkelte energiforbrug medgår til opvarmning i byerne og udgøres primært af fjernvarme og gasolie til blokvarmecentraler og centralvarmeanlæg. I 2002 skønnes det, at opvarmning i byerne udgjorde ca. 35 % af det samlede energiforbrug. Det næststørste forbrug er indenfor fangst- og fiskerisektoren (minus el), som i 2002 er skønnet til 19 % af det samlede forbrug.

Udviklingen i elproduktionen

Den samlede elproduktion til lys/kraft og varme inkl. vandkraft i 2002 var på 311 GWh. Produktionen fordeler sig med 174 GWh til lys og kraft, 97 GWh til fjernvarme og blokvarmecentraler, 22 GWh til fast elvarme, 8 GWh til kraftværkernes egetforbrug og 10 GWh til distributionstab.

Af de i alt 311 GWh blev de 186 GWh produceret ved vandkraft på Buksefjordsværket, og de resterende 131 GWh blev produceret på dieselanlæg.

Bruttoforbruget af gasolie til elproduktion udgjorde i 2002: 402 GWh (323 GWh til byernes kraftvarmeværker og 79 GWh til bygdeelværker). Figur 13 viser udviklingen i elproduktion til lys/kraft i byer og bygder.

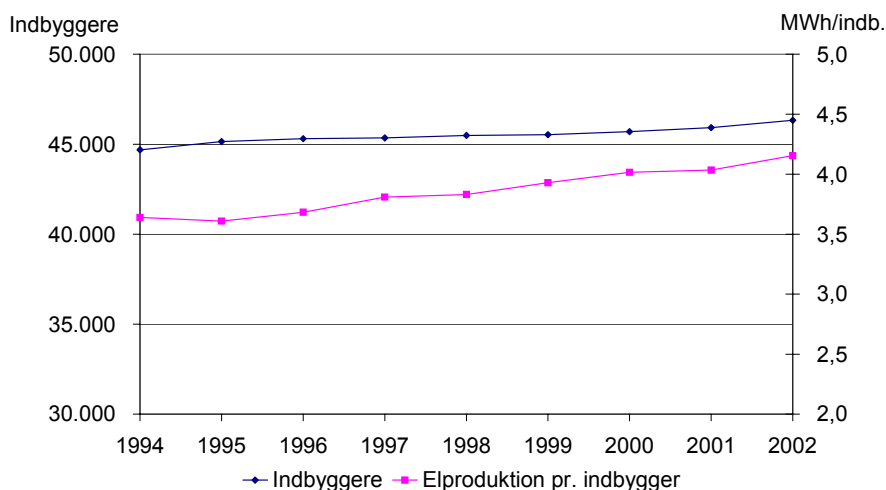


Figur 13 - Elproduktion til lys/kraft i byer og bygder.

Noter: Bemærk forskellig skalering for byer og bygder. Nukissiorfiit overtog bygdeelværker i 1999 og data er derfor kun medtaget herfra.

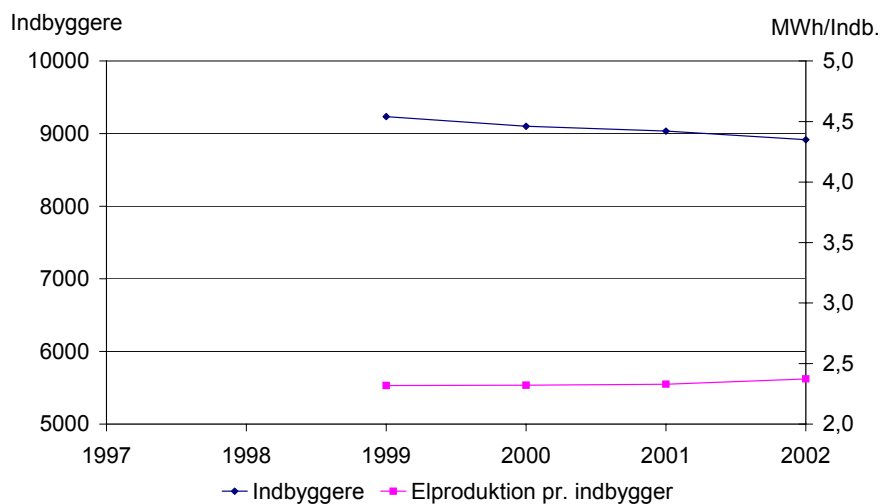
Af Figur 13 ses at elproduktionen til lys og kraft i byerne er svagt stigende over alle årene, hvilket dels hænger sammen med befolkningstilvæksten (i byerne) og dels med stigende økonomisk aktivitet. Herudover medfører en generelt stigende levestandard med flere elforbrugende apparater, mindre husstandsstørrelser (dvs. færre beboere pr. m²) mv.

I bygderne ses en jævn produktion, idet et faldende befolkningstal modsvares af et større forbrug pr. indbygger. Befolkningsudviklingen i byer og bygder og elforbruget pr indbygger ses af Figur 14 og Figur 15.



Figur 14 - Udvikling i befolkning og elproduktionen i byer

Kilde: Nukissiorfiit, Årsoversigt 2002

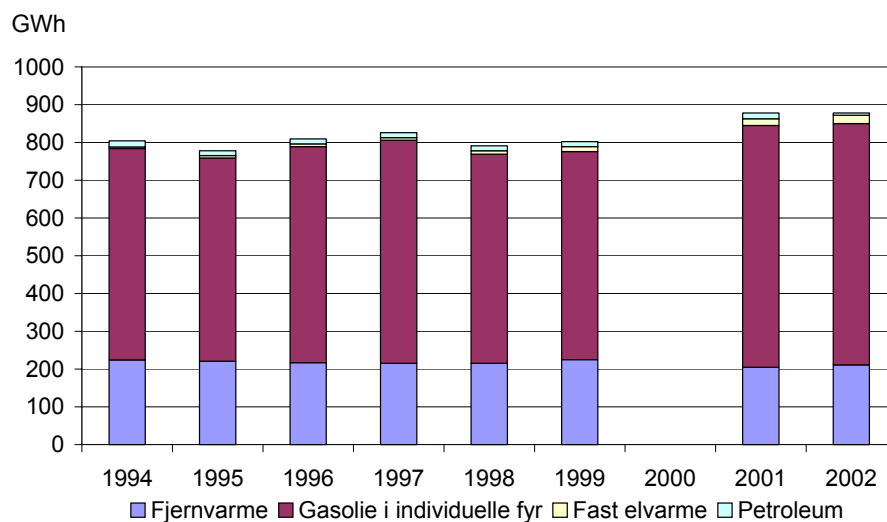


Figur 15 - Udviklingen i befolkningen og elproduktion i bygder

Kilde: Nukissioffiit, Årsoversigt 2002 (elproduktion) og Grønlands Statistik (befolkning)

Udviklingen i varmekonsumet

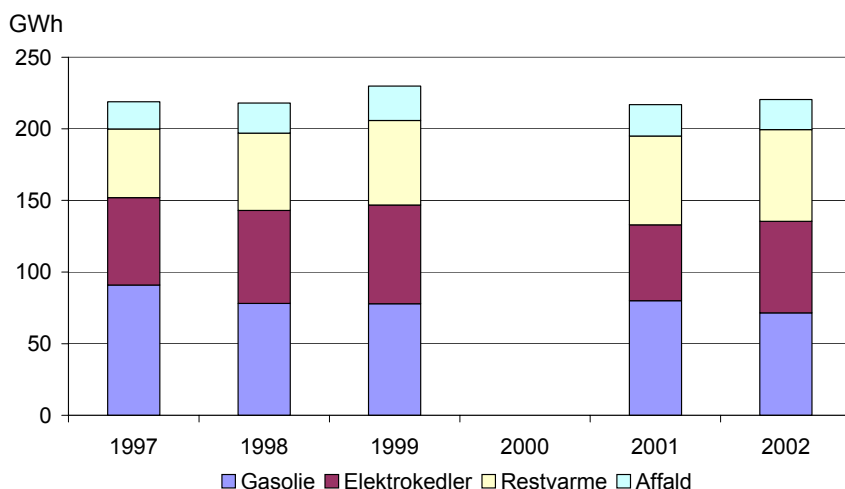
Af Figur 12 fremgår det at opvarmning i byerne udgør den største andel af det totale energiforbrug. I Figur 16 er vist hvorledes netto varmekonsumet har udviklet sig og er fordelt på forskellige produktionsformer. Fast elvarme dækker over vandkraftbaseret elvarme. Igen mangler der data for 2000.



Figur 16 - Varmeforsyning i byerne fordelt på forsyningsformer

Kilde: Grønlands Statistik, Statistisk Arbejder

I Figur 17 er vist hvorledes fjernvarmeforsyningen produceres.

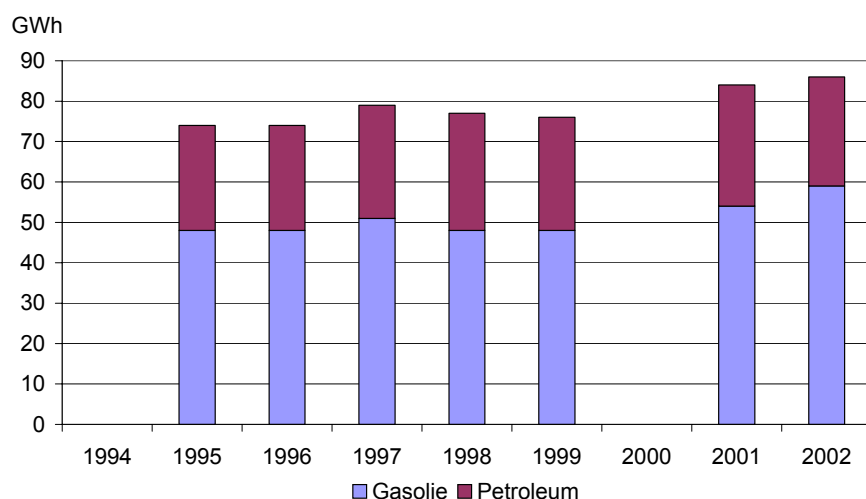


Figur 17 - Fordeling af fjernvarmeforsyningen på energikilder

Kilde: Nukissiorfiit, Årsoversigter

Fjernvarme produceres af 27 enheder i 12 byer hvoraf 13 er kraftvarmeværker der leverer restvarme i forbindelse med elproduktion. Den samlede fjernvarme-produktion toppede i 1999 med 218 GWh. Den del af fjernvarmen som er baseret på restvarme, er svagt stigende i takt med den stigende elproduktion, og den udgjorde 64 GWh i 2002. Tilsvarende er den gasoliebaserede fjernvarme-produktion svagt faldende.

I Nuuk er alt nybyggeri siden 1994 blevet forsynet med fast elvarme lige som der er installeret elektrokedler med afbrydelig elvarme i allerede eksisterende fjernvarmecentraler. Elektrokedlerne er i funktion, så længe der er overskydende el til rådighed I år 2002 gik ca. 40 % af al fremstillet elektricitet i Grønland til fast og afbrydelig elvarme i Nuuk.



Figur 18 - Varmeforsyning til bygderne.

Kilde: Grønlands Statistik, Statistisk Årbøger

Opvarmning i bygderne sker ved individuel gasolie- eller petroleumsfyring. Udviklingen i forsyningen er vist Figur 18, som viser at den samlede varmforsyning til bygderne er svagt stigende.

Fiskeri og transport mv.

Energiforbruget til fiskeri omfatter fiskeriproduktion, bunkring i Grønland samt øvrige aktiviteter i forbindelse med jagt og fangst.

Transport omfatter land-, sø- og lufttrafik som ikke er indeholdt i "fiskeri".

Energiforbruget til driften af de internationale lufthavne Kangerlussuaq og Narsarsuaq samt grønlandskommandoen i Kangilinnguut kan ikke opdeles i el, varme og transport. Energiforbruget er derfor angivet særskilt. Dog er jet-a1 til lufttrafik indeholdt i "transport".

Prognoser

Der er opstillet scenarier for det fremtidige energibehov der i hovedsag baseres på forskellige flyttemønstre mens den totale befolkningsudvikling forventes forholdsvis konstant i de kommende 15-20 år. Generelt forventes en stigning i el- og varmforsyningen for byerne på 6-8% frem til 2020, som dog varierer kraftigt fra by til by.

Den største stigning forventes i Nuuk mens der for de mindre byer og bygder generelt set kan forventes såvel en mindsning i befolkning som i energiforbrug. Prognoserne har ikke taget hensyn til en ændring af ensprissystemet som vil kunne forstærke konsekvenserne med en stigning i energiforbruget på lokaliteter hvor priserne bliver lavere og modsat på andre lokaliteter hvor priserne vil stige.

Transmission, distribution og forsyningssikkerhed

På grund af de store afstande mellem byerne i Grønland er der ikke økonomisk eller teknisk basis for et forsyningsnet byerne imellem. Det betyder, at hver by og hver bygde har sit eget elværk – den såkaldte ø-drift. Kun i forbindelse med vandkraftanlæg etableres større transmissionslinier: 56,5 km, 132 kV transmissionslinie mellem Buksefjorden og Nuuk, og 60 kV transmissionslinie med en samlet længde på ca. 70 km mellem Qorlortorsuaq og Qaqortoq/Narsaq (under opførelse). Sidstnævnte er første gang to byer knyttes sammen af en transmissionslinie.

I de fleste byer er der opbygget 10 kV distributionsnet med decentrale 10/0,4 kV transformerstationer.

Ø-driften og de klimatiske forhold betyder at byerne ikke tåler længevarende afbrydelser i elforsyningen. Alle elværker er derfor opbygget med to eller flere generatorenheder, og der er altid en reserve for den

største enhed. Desuden findes der nødølværker i alle byer samt et antal transportable nødgeneratorer der kan bringes frem i tilfælde af længerevarende havari.

I forbindelse med indførelse af vandkraft vil de eksisterende ølværker fungere som reserve- og nødforsyning sammen med de øliefyrede kedler i de afbrydelige ølvarmeinstallationer.

Vedvarende energi

Af den samlede energiforsyning udgjorde vedvarende energikilder 8,9 % i 2003. Heraf dækker vandkraft 8,0 % og affald resten. Anvendelse af solenergi er forsvindende i energibalancen. Med etablering af de næste vandkraftanlæg i 2005 og 2007 forventes andelen af vedvarende energi stige til 9,3 %. Af den samlede ølforsyning leveres i dag 56,9 % af vandkraft, med en forventet stigning til 61,2 % i 2007.

Vandkraft

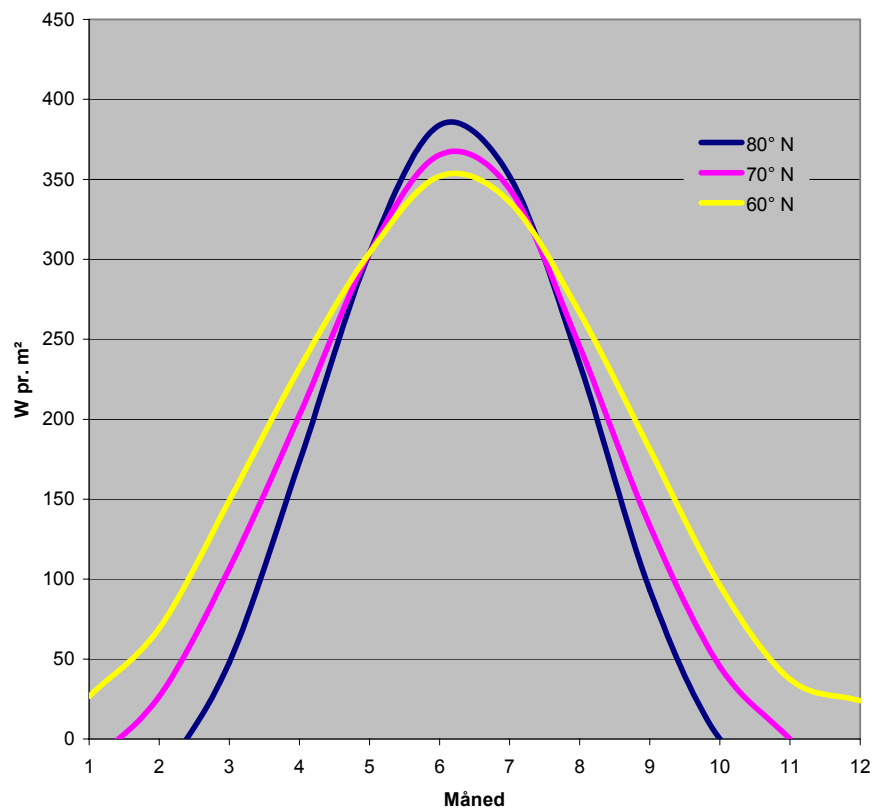
Vandkraft er den væsentligste vedvarende energikilde i Grønland. Der er lokaliseret en række vandkraftpotentialer til byforsyning, som kan bidrage med yderligere ca. 100 GWh/a inden for de næste 20 år. Hvis hele potentialet udbygges, vil det forøge andelen af vedvarende energi med yderligere 5 %.

Der er ligeledes lokaliseret en række potentialer op til 400 MW, men afsætningen herfra vil være betinget af etablering af energiintensive industrier eller produktion af brint i større skala.

Der har været anlagt nogle få mikrovandkraftanlæg til ølforsyning af færeholdersteder og bygder, men kun tre er fortsat i drift, og de bidrager ikke væsentligt til den samlede energiforsyning. Etablering af kunstige reservoirer for mikrovandkraft er ikke rentabelt. Kun i sjældne tilfælde er det muligt at etablere mikrovandkraft med naturlige reservoirer der kan levere vand året rundt, og i de fleste tilfælde vil der derfor kun blive tale om produktion i den korte afstrømningssæson.

Solenergi

Indtil i dag anvendes solenergi i Grønland kun i forbindelse med solcelleanlæg ved fjernliggende teleinstallationer og fritidshuse i forbindelse med batteri-backup. Desuden udføres forsøg med solvarme ved Center for Arktisk Teknologi i Sisimiut. Potentialet for solenergi varierer med breddegraden som vist i Figur 19.



Figur 19 - Variationen i solindstrålingen fra en skyfri

Kilde: Dansk teknologisk Institut, Solenergi i Grønland

Det årlige solindfald på en sydvendt ca. 55° hældende flade er fundet til 1100-1500 kWh/m². Til sammenligning er solindfaldet i Danmark ca. 1190 kWh/m².

Mulighederne for udnyttelse af solenergien kan være af interesse overalt i Grønland, men kun syd for Polarcirklen vil der være sol hele året. Derfor anses Sydgrønland for bedst egnet til udnyttelse af solenergi til total elforsyning i forbindelse med korttidslagring, mens solenergi i Nordgrønland kan erstatte dieselleværker helt eller delvist om sommeren hvor der er midnatssol.

På grund af risiko for snedækning placeres solceller ofte lodret. Dette vil reducere den direkte indstråling, men refleksion fra snedække og generelt lav solhøjde kan kompensere for dette.

Mulighederne for anvendelse af solvarme undersøges i Sisimiut af Center for Arktisk Teknologi. For en optimal udnyttelse må solfangere indrettes så de kan udnytte solindstrålingen fra forskellige retninger, fx med rørformede celler. De høje anlægsomkostninger i Grønland og de manglende muligheder for egenproduktion kan imidlertid være en barriere for udnyttelse af solenergi til opvarmning.

Vindenergi

Der har tidligere, i nogle få år, været opstillet en vindgenerator i Nuuk, men forsøget blev stoppet pga. havari. Desuden har der været anvendt små vindgenerators til teleanlæg, men disse er nu erstattet af solcelleanlæg der er mere pålidelige.

Som nævnt tidligere er vindklimaet i Grønland præget af få store lavtryk og faldvinde. Desuden påvirkes vindforholdene meget af topografien, da fjordsystemerne kan få vindretning og -hastighed til at variere inden for korte afstande. Modellering af vinden er derfor vanskelig ud fra nogle få målestationer.

Det grønlandske vindklima bevirker at der er ingen eller ringe vind (under 3 m/s) i en stor del af tiden og at der ofte optræder kraftige vinde over sædvanlige vindgenerators cut-off (typisk omkring 25 m/s). Målinger i Narsaq i Sydgrønland viser at vindhastigheder mellem 3 og 25 m/s kun optræder i 30-35 % af tiden.

De relativt små elnet i Grønlands ø-drift betyder at det kun er muligt at anvende asynkrone vindgenerators op til 15 % af mindste generator-enhed på dieselelværket. Ved samkøring med dieselelværker, hvor vindgenerators i perioder skal levere hele effekten, må der anvendes synkrone generators og komplicerede reguleringsanlæg der momentant kan indkoble dieselelværkerne.

Af disse grunde anses det p.t. ikke for rentabelt at etablere kommerciel energiforsyning med vindkraft i større omfang i byerne. Yderligere erfaring med samkøring og udvikling af vindgenerators der passer i størrelsen til mindre energiforsyninger, vil være afgørende for en evt. fremtidig udnyttelse af vindkraft i Grønland.

Andre vedvarende energikilder

Bortset fra affald der benyttes i fjernvarmesystemet i seks byer, udnyttes ikke andre former af biobrændsler idet disse ikke forekommer i større omfang på Grønland.

I Grønland kan der være mulighed for udnyttelse af tidevandsenergi i snævre fjorde og strømsteder. Overflade is og isbjerger kan imidlertid medføre at tidevandsturbiner skal placeres meget dybt, og omkostningerne vil derfor blive relativt store. Kysten mellem Paamiut og Sisimiut har de største tidevandsforskelle og samtidigt de mindste forekomster af is.

Bølgeenergi anses for at være mere følsomt for både overflade is og isskoster, og det vurderes derfor mindre sandsynligt at der kan findes egnede steder. Der er ikke udført målinger med henblik på udnyttelse af bølge- og tidevandsenergi.

Geotermi forekommer flere steder i Grønland, men forekomsterne er ikke undersøgt i relation til varmeudnyttelse. De fleste områder er dog ikke beliggende i umiddelbar nærhed til forbrugerne.

Forslag til lokaliteter for at afprøve VE/brint/diesel-systemer

I dette afsnit beskrives en række lokaliteter, som vil kunne være af interesse at arbejde videre med m.h.p. at afprøve koblede systemer af vedvarende energi, hydrogen samt diesel. Et generelt udgangspunkt for udvælgelse af disse lokaliteter er at de har sin egen (fuldstændig eller delvis) elforsyning og ikke koblet sammen med andre lokaliteter.

I Grønland er alle byer og bygder, fuldstændig afhængig af egen lokal elproduktion uden at på nogen måde være sammenkoblede med andre produktionsenheder. I 2007 når vandkraftværket Qorlortorsuaq sættes i drift, vil for første gang to byer, Qaqortoq og Narsaq være sammenkoblede i et forsyningsnet. På Færøerne er der også en række bygder, ikke mindst på de mindre øer, som har sin egen elproduktion. Til forskel fra i Grønland er dog flere af disse bygder forbundet med en søkabel fra hovedtransmissionsnettet. På Island er der kun få fjernt beliggende øer samt enkelte husstande, som har egen elproduktion uden at være tilkoblet det landsdækkende transmissionsnet.

Et andet kriterium for udvælgelse af lokaliteter var at det på disse steder findes behov, interesse og/eller planer om decentraliseret elforsyning baseret på vedvarende energi, at de ikke forsynes med ikke vedvarende energi og at der ikke er planlagt udbygning med vandkraft eller tilslutning til et landsdækkende net.

Ved en indledende screening er der taget hensyn til at lokaliteterne skal være beliggende indenfor områder med hensigtsmæssige vindforhold, samt for Grønlands vedkommende er der endvidere taget hensyn til solindstrålingen. Endvidere er taget hensyn til adgang til teknisk kunnen på stedet eller i dets nærhed. Adgang til nødvendigt datamateriale vedrørende dels vind/sol forholdende samt oplysninger om den tilstedeværende elproduktion har også været af betydning for udvælgelsen.

Dette har ledt frem til at der er udvalgt en lokalitet - Grimsey - på Island, tre på Færøerne - Nólsoy, Hestur og Svinoy samt tre lokaliteter i Grønland – Nanortalik, Alluitsup Paa og Narsarsuaq. Det har dog ikke indenfor projektets ramme, været muligt at udføre systemanalyser på samtlige lokaliteter hvorfor der er udvalgt en fra hvert af de tre lande.

Grimsey – en mulig lokalitet på Island

Grimsey er den nordligste af Islands småøer. Den ligger 41 km fra hovedøen og har et areal på 5,3 km² og har et højeste punkt 105 m over

havet. Figur 20 og Figur 21 viser henholdsvis et billede af øen og et kort over denne.

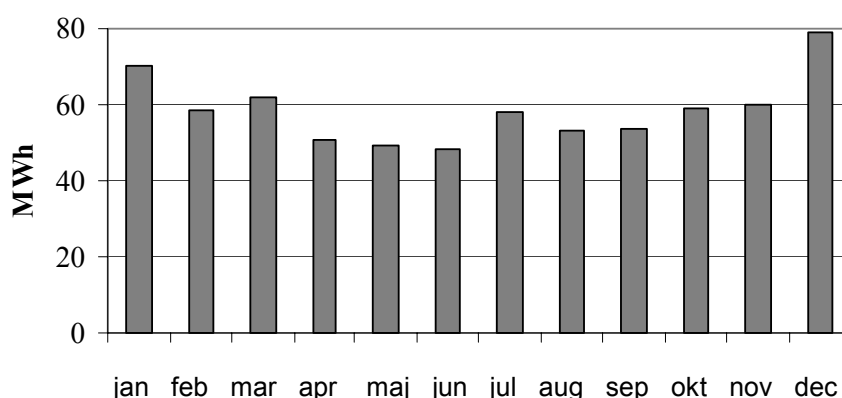
Øen består hovedsageligt af basalt samt lidt sandsten. Kysten består af stejle klippeskrænter med undtagelse af den sydlige kyststrækning. Selvom øen ligger på polarcirklen har den et forholdsvis mildt klima. Øen er dækket en bevoksning af græs og mos og der er store fuglekolonier på øen.



Figur 20 - Grimsey set nordfra. Island ses i baggrunden

Der bor omkring 90 personer på øen fordelt på ca. 30 husstande. Hovedbeskæftigelsen er fiskeri og relaterede erhverv samt lidt landbrug og indsamling af æg fra fuglekolonierne.

Øens energisystem adskiller sig fra Islands ved at være baseret på dieselolie, som anvendes til både opvarmning og el-produktion. Elværket har 3 dieselmotorer, af samme størrelse, hvor der ved normal produktion er en i gang. Elforbruget steg kraftigt fra begyndelsen af 70'erne til begyndelsen af 90'erne hvorefter det har været relativt stabilt. Der er forholdsvis små variationer i elforbruget over året, som det ses af Figur 22



Figur 22 - Profil for elforbruget på Grimsey.

Den årlige omkostning til elproduktion er ca. 14 mio. ISK (1 DKK ~ 12 ISK). Heraf betaler beboerne gennem deres elregning omkring 5,5 mio. ISK mens resten substitueres af Staten.

Der opvarmes samlet et anslået rumfang på i alt 13.757 m³ og man regner med at der årligt er behov for 70 kWh/m³ til opvarmning. Hovedparten af opvarmningen sker ved individuelle oliefyr. Restvarme fra elproduktion på dieselmotorerne anvendes til opvarmning af svømmebassin og 2-3 huse.

Tabel 17 viser olieforbruget på øen til henholdsvis opvarmning og elproduktion.

Tabel 17 - Olieforbrug i liter til opvarmning og elproduktion.

	Opvarmning af bygninger		Elproduktion	Samlet forbrug
	Erhverv	Boliger		
1999	57.539	123.973	204.208	385.720
2000	55.967	120.552	216.728	393.247
2001	67.223	121.437	229.253	417.913

Opvarmning af beboelse subventioneres ligesom elforbruget også af den islandske stat, mens erhvervslivet betaler de fulde omkostninger til opvarmning. De samlede omkostninger til opvarmning fremgår af Tabel 18.

Tabel 18 - Omkostninger til opvarmning (erhverv og boliger.)

	Oliepris - opvarmning (ISK/l)	Totale omkostninger til opvarmning (mill. ISK)	
		Erhverv	Boliger
1999	22,51	1.295	2.791
2000	34,45	1.949	4.152
2001	43,94	2.954	5.336

Mulige lokaliteter på Færøerne

På Færøerne er tre lokaliteter foreslået; Nólsoy, Hestur og Svinoy.

Nólsoy

Nólsoy har et areal på ca. 10 km². Øen ligger centralt på Færøerne, ca. 5 km øst for Thorshavn, som der er gode forbindelser til.

Nólsoy har en befolkning på 268 personer fordelt på 105 husstande. Godt 200 af indbyggerne er under 60 år hvoraf 67 personer er under 20 år. Der er således en relativ stor andel af befolkningen som er i den erhvervsaktive alder. Bygden har en skole hvor der for nærværende går 30 elever samt en daginstitution med 35 børn.

De hovedsagelige erhverv er landbrug samt fiskeri med mindre både. Der har tidligere været et fiskeopdrætsanlæg som dog blev nedlagt i 2003.

Bygden forsynes med el via en kabel fra Thorshavn samt har et eget dieselanlæg til nødstrømsforsyning. Elforbrugets fordeling kan ses i Tabel 19.

Forbruget af fyringsolie var i 2003 på 436.000 l. Olien transporteres med skib fra Thorshavn til et 130.000 l stort lager på Nólsoy, og herfra med tankvogn til kunderne. Vindforholdene er ikke målt specifikt på øen, men ud fra dens beliggenhed vil data fra Thorshavn kunne anvendes i en indledende vurdering af vindforhold på øen. Med udgangspunkt i data herfra vurderes vindforholdene samt øens topografi som gunstige for udnyttelse af vindkraft samt opstillende af en eller flere vindmøller. Umiddelbart vurderes denne bygd som den bedst egnede på Færøerne til at afprøve et vind/hydrogen/dieselkoncept, Baggrunden herfor er udover gunstige vindforhold som i stort set råder på det meste af Færøerne, bygdens beliggenhed, størrelse samt muligheder for lokal medvirken og aktivering.



Figur 23 - Topografisk kort over Nólsoy

Tabel 19 - Fordeling af elforbrug på Nólsoy 2001-04 i kWh/år.

Kategori	2001	2002	2003	2004
Fiskeopdræt	484.320	631.680	521.520	4.000
Offentlige institutioner	70.248	82.855	80.363	81.302
Byggeri	860	3.891	3.924	2.034
Fiskeri	14	4	46	47
Transport, post og komm.	46.640	49.336	51.049	65.084
Vejbelysning	29.223	35.194	30.548	31.320
Handel, hotel og restaurant	29.794	33.368	31.205	31.813
Kirke og bedehuse	1.315	1.289	1.215	1.242
Landbrug	3.516	2.474	2.318	2.324
Kultur og fritid	3.016	3.326	2.923	2.813
Bådschure	3.057	2.307	1.997	2.023
Husholdninger	370.150	421.422	413.168	419.870
Reparation m.v.	652	722	620	634
I alt	1.042.805	1.267.868	1.140.896	644.506

Note: Tallene for 2004 er skønnede

Hestur

Hestur har et areal på ca. 8 km², og ligger også forholdsvis centralt på Færøerne, ca. 5 km vest for den største ø – Streymoy, hvor Thorshavn er beliggende, hvortil der er gode forbindelser. Figur 24 viser et kort over øen.

Hestur har 45 indbyggere fordelt på 18 husstande. Ca. 20 personer er i den erhvervsaktive alder. Bygden har en skole hvor der for nærværende går 1 elev, samt en svømmehal. De primære erhverv er landbrug samt fiskeri med mindre både. Der har tidligere været et fiskeopdrætsanlæg som dog blev nedlagt i 2003. Bygden forsynes med el via en kabel fra Streymoy men har herudover et lokalt dieselanlæg til nødstrømsforsyning. Elforbrugets fordeling kan ses i Tabel 20.

Forbruget af fyringsolie var i 2003 på 70.000 l samt 20.000 l til svømmehallen. Olien transporteres i tankbil der bliver sejlet til øen.



Figur 24 - Topografisk kort over Hestur

Vindforholdene er ikke målt specifikt på øen, men ud fra dens beliggenhed vil data fra Thorshavn kunne anvendes i en indledende vurdering af vindforhold på øen. Med udgangspunkt i data herfra vurderes vindforholdene samt øens topografi som gunstige for udnyttelse af vindkraft.

Tabel 20 - Fordeling af elforbruget på Hestur 2001-2004 i kWh/år.

Kategori	2001	2002	2003	2004
Fiskeopdræt	143	90	91	91
Offentlige institutioner	778	322	256	255
SEV's eget forbrug	18.774	19.026	23.195	21.708
Fiskeri	12.019	3.456	762	758
Transport, post og kommunikation	9.871	10.969	10.819	10.674
Vejbelysning	6.387	7.184	9.142	9.109
Kirke og bedehuse	1.642	1.517	1.401	1.390
Landbrug	11.007	10.951	10.732	10.668
Levnedsmiddelindustri	743	420	204	186
Kultur og fritid	16.749	12.319	16.749	8.350
Husholdninger	78.852	75.347	78.852	72.738
I alt	157.035	141.601	145.440	135.927

Svinoy

Svinoy, en af de nordøstlige øer, er 27,4 km² stor. Samlet er der 54 indbyggere fordelt på 30 husstande. Derudover findes en kirke, forsamlingshus og lille købmandsforretning. Den gennemsnitlige alder er forholdsvis høj idet bygden har svært at fastholde den yngre generation ikke mindst pga. begrænsede erhvervsmuligheder og dårlig infrastruktur. Erhvervet på øen er fårehold (ca. 1000 får) samt fiskeri. Frem til 2003 var det største erhverv fiskeopdræt, men anlægget blev nedlagt i 2003 som følge af nedgangen i priser på fisk.

Det årlige elforbrug til boligerne er ca. 300 MWh, mens fiskeopdrætsanlægget inden nedlæggelse brugte ca. 600 MWh. Elforsyningen sker fra hovednettet på Færøerne via kabel. Endvidere findes et reserveanlæg, diesel-generator, i tilfælde af svigt fra forsyningen fra hovednettet.

På øen er der et årligt olieforbrug på ca. 80.000 liter dieselolie (inden nedlæggelse af fiskeopdrættet var forbruget ca. 150.000 liter). Der er intet tankanlæg til dieselolien. Den sejles til øen i tønder.



Figur 25 - Bygden på Svinoy set fra øst

ge om ugen om sommeren. Helikopterne medtager passagerer og post samt gods i begrænset omfang.

Med passagerskib fra Arctic Umiak Line er der forbindelse 3-4 gange om ugen.

Nanortalik har en godshavn der kan anløbes af de mindre atlantskibe og feederskibe. Der er forbindelse med godsskibe fra Royal Arctic Line ca. hver 11. dag, om vinteren med feederskib til Nuuk og om sommeren med direkte forbindelse fra Aalborg og videreforbindelse via Nuuk. Desuden er der forbindelse med bygdeskibe fra Royal Arctic Bygdeservice til de omkringliggende bygder og regionsbyen Qaqortoq ca. hver 11. dag. Bygdeskibene medtager gods og passagerer i begrænset omfang.

Energiforsyning

Det dieseldrevne hovedelværk forsyner byen med el samt fjernvarme baseret på restvarme. Hovedelværket er bestykket med tre dieselgeneratorer som alle er forsynet med røggaskedler. Desuden findes et dieseldrevet spidslastelværk med to nøddieselgeneratorer.

Den kollektive varmforsyning er begrænset til fjernvarmforsyning af nogle boligblokke, og består nærmest udelukkende af restvarme fra elproduktionen.

Tabel 21 - Nøgletal for Nanortaliks el- og fjernvarmforsyning i 2002.

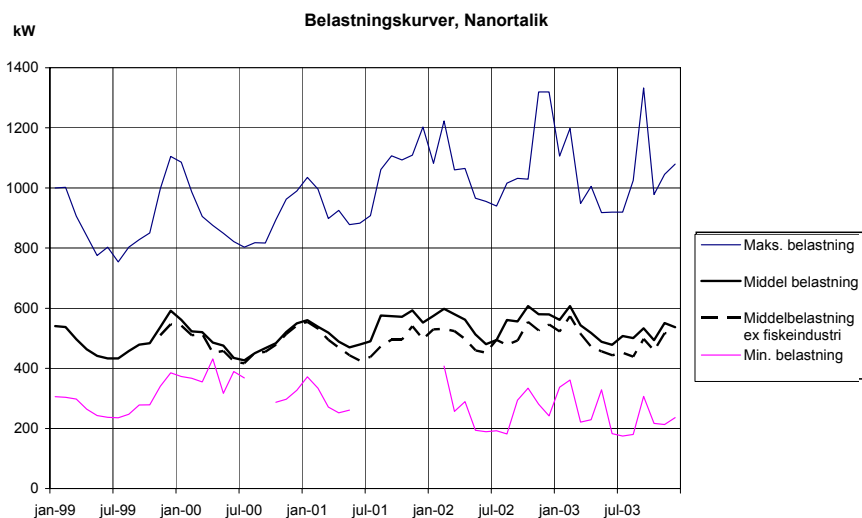
Hovedelværk	Hovedmotor 1	620	KW
	Hovedmotor 2	620	KW
	Hovedmotor 3	1080	KW
	Installeret effekt i alt	3060	KW
	Varig ydeevne	1610	KW
Spidslastelværk	Reservemotor 1	370	KW
	Reservemotor 2	370	KW
Elbelastning	Maks. effekt (dec.)	1,32	MW
	Maks. effekt (jun.)	0,96	MW
	Min. effekt (dec.)	0,24	MW
	Min. effekt (jun.)	0,19	MW
Brændstofforbrug	Elværk	Arktisk gasolie	1.216 m ³
	Fjernvarme	Arktisk gasolie	2 m ³
Elproduktion		4.878	MWh
Elsalg		4.225	MWh
	Heraf til fiskeindustri	437	MWh
Egetforbrug		311	MWh
Distributionstab		341	MWh
Enhedsomkostninger for elproduktion		3,12	kr/kWh
Enhedsomkostninger for fjernvarme		354	kr/MWh
Eltariff (landsdækkende)	Almindeligt forbrug	2,23	kr/kWh
	Fiskeindustri	0,66	kr/kWh
Fjernvarmetakst (landsdækkende)		462	kr/MWh
Fjernvarme	Røggaskedler	812	KW
Restvarmeproduktion		2.494	MWh
Samlet varmesalg		2.563	MWh

Nøgletal for Nanortaliks energiforsyning findes i Tabel 21. Sæsonvariationer i elproduktion, elbelastning, olieforbrug og restvarmeproduktion fremgår af Tabel 22. Endelig er belastningskurver for elværkerne i Na-

nortalik vist i Figur 27. Maks. og min. er målt på hovedelværket. Middelbelastningen er beregnet for den samlede produktion på hoved- og reservelværk. Middelbelastning ex fiskeindustri viser fiskeindustriens varierende betydning. Indtil midten af 2001 er der ingen væsentlig afsætning til fiskeindustrien. Uden fiskeindustri har der således ikke været en stigning i belastningen i den betragtede periode.

Tabel 22 - Sæsonopdelte nøgletal for Nanortaliks elproduktion i 2002.

	Elprod. MWh	Max elbelast. MW	Min elbelast. MW	Oljeforbrug M ³	Restvarme prod. MWh
Jan	428	1,08	(mangler)	105	234
Feb	402	1,22	0,41	100	229
Marts	431	1,06	0,26	106	257
April	405	1,07	0,29	103	211
Maj	382	0,97	0,19	87	199
Juni	346	0,96	0,19	92	219
Juli	368	0,94	0,19	91	200
Aug	417	1,02	0,18	102	188
Sep	400	1,03	0,29	96	130
Okt	452	1,03	0,33	110	130
Nov	418	1,32	0,28	107	262
Dec	431	1,32	0,24	117	235
Total	4.878	1,32 (Max)	0,18 (Min)	1.216	2.494



Figur 27 - Belastningskurver(el) for Nanortalik, 1999-2003

Kun en mindre del af byen, nogle få boligblokke, er forsynet med fjernvarme. Den øvrige opvarmning sker fra blokcentraler og individuelle oliefyr. Omfanget er ikke kendt, idet der ikke findes statistisk om anvendelse af gasolie men skønnes til ca. 1.500 m³ mens forbruget til transport, inklusive fiskeri skønnes til ca. 900 m³ i gennemsnit per år i den seneste fem års periode. I gennemsnit for 1998-2001 var det samlede brændselsforbrug 3.069 m³ arktisk gasolie, 210 m³ benzin og 110 m³ petroleum/jet A-1.

Nanortalik er valgt som mulig lokalitet for opstilling af et pilotanlæg for vedvarende energi/brint/diesel systemer af bl.a. følgende grunde: i)

der findes detaljerede beskrivelser af energiforbruget, ii) der findes tilgængeligt datamateriale for vind- og solenergipotentialer, iii) det er en sydlig beliggende by hvor der er gode muligheder for at afprøve solenergi, iv) byen har en energitjeneste med teknisk uddannet driftspersonale.

Byen er dog i sin helhed for stor til at kunne forsynes alene fra et pilotanlæg med vedvarende energi/brint/diesel. Men det vurderes som en mulighed at en mindre del af byen kan adskilles, fx ved en transformerstation, så denne del kan betragtes som en enhed.



Figur 28 – Havnen i Nanortalik samt boligbyggeri.

Narsarsuaq

Narsarsuaq er en international lufthavn der har sin oprindelse som amerikansk luftbase fra midten af forrige århundrede. Den er beliggende ca. 120 km nord for Nanortalik i bunden af fjorden Tunulliarfik. Placeringen langt fra kysten bevirker at klimaet er mindre præget af kysten, men til gengæld er vindforholdene præget af indlandsisens nærhed.

Narsarsuaq har 171 indbyggere (1. januar 2003) og befolkningstallet har været relativt konstant gennem den seneste 10 års periode. Grønlands lufthavnsvesen, som driver alle lufthaven i Grønland, er i Narsarsuaq endvidere ansvarlig for bygdens elforsyning. Af tabel 23 fremgår el- og fjernvarmeproduktion for perioden 1999-2003 samt brændselsforbrug i forbindelse hermed fra det dieseldrevne elværk.

Tabel 23 Elproduktion i Narsarsuaq.

År	Elprod. MWh	Max elbelast. KW	Min elbelast. KW	Olieforbrug M ³	Restvarme prod. MWh
1999	2115	450	120	608 ¹	1233
2000	2154	470	130	590 ²	1296
2001	2114	450	140	591 ³	1063
2002	2081	450	140	571 ⁴	1102
2003	2023	440	140	565 ⁵	1027

¹ Heraft 13 m³ olie til fjernvarmeproduktion. ² Heraft 20 m³ olie til fjernvarmeproduktion.

³ Heraft 27 m³ olie til fjernvarmeproduktion. ⁴ Heraft 18 m³ olie til fjernvarmeproduktion.

⁵ Heraft 24 m³ olie til fjernvarmeproduktion.

Narsarsuaq kan være interessant som lokalitet dels pga. sin beskedne størrelse og dels da det er et trafikalt knudepunkt i Sydgrønland med direkte flyforbindelser til København og Reykjavik. Stedet har også havnefaciliteter og fjorden er sejlbare hele året. Disse infrastruktur faciliteter kan være medvirkende til en vis reduktion af anlægs- og driftsudgifter i forbindelse med et pilotanlæg i forhold til lokaliteter hvor mere omkostningskrævende transporter er nødvendige. Endvidere er der som følge af lufthavnens tilstedeværelse en relativ stor teknisk kompetence på stedet. Meteorologiske data er endvidere tilgængelige. Endvidere vurderes det at være forholdsvis lettilgængelige arealer for opstillende af pilotanlæg.

Indenfor en radius af 10-20 km er en række mindre bygder samt fåreholdersteder beliggende som også på sigt vil kunne være interessante med hensyn til en kombineret vedvarende energi/brint/diesel forsyning.

Alluitsup Paa

Alluitsup Paa ligger ca. 40 km NNW for Nanortalik, se Figur 26. Bygden har 433 indbyggere (1. januar 2003) hvilket er 18 % mindre end i 1990. Bygdens vigtigste erhvervsvirksomhed, fiskeindustrien, lukkede i 2003, men der er planer om en genåbning med private midler.

Middel elforbruget for 1998-2001 var 1.702 MWh per år, mens det totale brutto energiforbrug i samme periode var ca. 8.000 MWh per år. Der forekommer ikke kollektiv varmforsyning, og der findes ingen opgørelser over energiforbruget til opvarmning.

Energiforbruget forventes at falde med ca. 10 % frem til 2020, men en reetablering af fiskeindustrien kan ændre på dette.

Alluitsup Paa vil kunne være en interessant lokalitet da den har en beliggenhed hvor udnyttelse af vind ikke kan udelukkes men hvor målinger vil være påkrævet, soldata fra Nanortalik vil kunne anvendes samt at den er en bygd af en sådan størrelse at der er en vis grad af teknisk uddannet personale i forbindelse med elværket.

Referencer

- Cappelen, John et al, 2001: Klimaobservationer I Grønland, 1958-99 – med klimanormaler 1961-90, Danmarks Meteorologiske Institut.
- Grønlands Statistik: Forskellige publikationer.
- Sigurd Jakupsstovu, Oljufyristingin, 2004: Energi i Vestnorden. Præsentation på Vestnordisk Råds Temakonference i Reykjavik, 9. juni 2004.
- Thorkell Helgasson, Orkustofnun, 2004: Key Questions on the Energy Policy in Iceland. Præsentation på Vestnordisk Råds Temakonference i Reykjavik, 9. juni 2004.
- Grønlands Hjemmestyre, 1995: Energiplan 2010.
- Grønlands Lufthavnsvæsen: Årsoversigter vedr. elproduktion 1999-2003
- NIRAS Greenland A/S: Energiplan 2020, Direktoratet for Erhverv, Landbrug og Arbejdsmarked, under udarbejdelse.
- NIRAS Greenland A/S: Energiplan 2020, Energimodel, juni 2004 (foreløbige tal for 1999)
- Nukissiorfiit, 2002: Nukissiorfiits salgs- og leveringsbetingelser for offentlig levering af el, vand og fjernvarme, Prisblad nr. 8. Gældende fra 1.4.2002
- Nukissiorfiit: Årsoversigter, forskellige årgange
- Dansk Teknologisk Institut, 1993: Sol-energipotentiale i Grønland, Sammenfatning

Del 2 – Systemstudier

Introduksjon

Denne delen av rapporten beskriver de viktigste systemtekniske problemstillingene relatert til mulige demonstrasjonsprosjekter i Vest-Norden. Hovedkriteriet for utvelgelse av potensielle demonstrasjonsprosjekter var at det på de utvalgte stedene finnes konkrete behov for desentralisert elforsyning, og at disse stedene i dag forsynes av ikke-fornybar energi.

For at utfallet av dette mulighetsstudiet skulle ha mest mulig forankring i virkeligheten, var det også ønskelig å finne et lokalsamfunn der man har hatt, eller går med, planer om å inkludere systemer basert på fornybare energikilder. Disse planene burde, som et minimum, legge opp til at veksten i el-forbruket blir dekket av fornybar energi.

Det er viktig å minne om at selv om steder med gode fornybare energiresurser og gode tekniske forslag til alternative energiløsninger har en god forutsetning for å lykkes lokalt, så betyr ikke dette nødvendigvis at konseptet er anvendbart i Vest-Norden generelt. Mulighetene for å kunne duplisere og overføre et konsept til flere deler av Vest-Norden og tilhørende områder bør også vektlegges. Det er derfor svært viktig at resultatene fra de tekniske analysene beskrevet i dette kapitlet sees i sammenheng med de mer generelle betraktningene i kapitlene ovenfor.

Formål

Hovedformålet med dette mulighetsstudiet har vært å utrede mulighetene for demonstrasjonsprosjekter i Vest-Norden som kan demonstrere framtidsrettede og energieffektive løsninger for desentralisert kraftforsyningsanlegg basert på fornybar energi og alternativ energiteknologi, spesielt vindenergi og hydrogenteknologi.

Hovedoppgaven i denne delen av studiet har i hovedsak vært å foreta tekniske systemstudier av tre helt konkrete forslag til demonstrasjonsprosjekter; herav ett på Island, ett på Grønland og ett på Færøyene.

Metode

Demonstrasjonsanlegget skal ta utgangspunkt i et eksisterende lokalt elnett med tradisjonell forbrenningsteknologi (dieselaggregater) og fossilt drivstoff (diesel) som primær energikilde slik at man får en realistisk og fornuftig blanding av alternativ og tradisjonell teknologi. Fordelen med å ta utgangspunkt i et system basert på tradisjonell teknologi er at man nyttiggjør seg av en eksisterende infrastruktur.

Følgende framgangsmetode ble benyttet for å evaluere de tekniske mulighetene for et demonstrasjonsprosjekt i Vest-Norden:

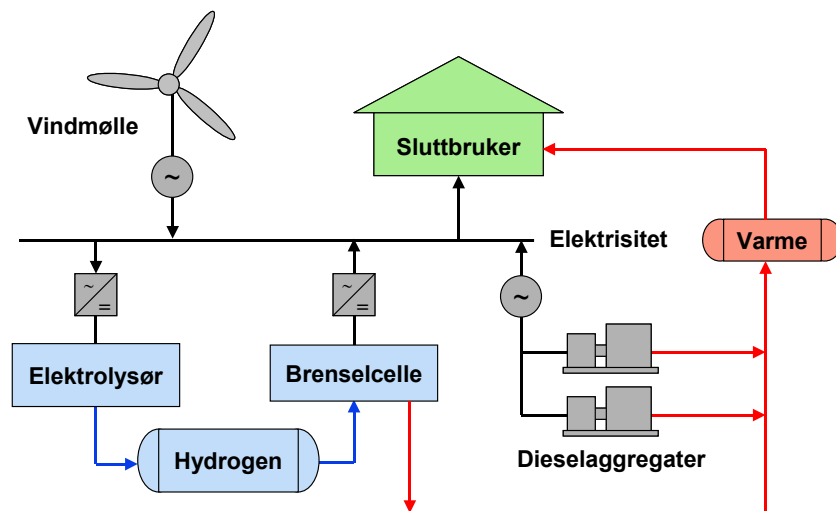
1. Lokalisering av mulige prosjekter på Island, Grønland og Færøyene.
2. Innhenting av værdata for de mulige stedene.
3. Syntese av lastprofiler (el og varme) for typiske sluttbrukere på de stedene man har lokalisert.
4. Overordnet design av mulige systemkonfigurasjoner ved hjelp av et spesialtilpasset simuleringsverktøy.
5. Sammenligning og utvelgelse av den mest fornuftige og realistiske systemkonfigurasjon basert på den tekniske analysen i punkt 4.

Systembeskrivelser

Dette kapittelet beskriver det generelle hovedkonseptet, de viktigste systemkomponentene, og de spesifikke systemkonfigurasjonene som ble evaluert i denne studien.

Generelt

En prinsippsskisse av hvordan et vind/diesel/hydrogen-anlegg kan se ut er gjengitt i Figur 2. I et slikt anlegg vil hydrogensystemet bestå av en vannelektrolyser som spalter vann til hydrogen og oksygen, et hydrogenlager og en brenselcelle som omdanner hydrogen og luft (eller rent oksygen) til elektrisitet og varme (ca. 50% elektrisitet og 50% varme). Den totale elektriske virkningsgraden på et hydrogensystem er omtrent 30%. Det vil si at brenselcellen henter ut omtrent en tredjedel av den energien som går inn i elektrolyseren. Det er derfor viktig å utnytte spillvarmen fra brenselcellen. Dersom dette gjøres vil den totale virkningsgraden kunne øke til omtrent 60%.



Figur 28 Prinsippsskisse av hovedkonseptet, et vind/diesel/hydrogen-anlegg.

Hybride vind/diesel-anlegg begynner å bli en godt utprøvd kombinasjon for desentraliserte kraftforsyningsanlegg. Drivstoffbesparelsen for denne løsningen er derimot svært avhengig av en god og jevn tilgang på vind for at ikke dieselaggregatet skal kjøre for ofte. En alvorlig ulempe med vind/diesel-anlegg er at man ofte må dumpe overskuddenergi. Hvor mye

energi som må dumpes er avhengig av misforholdet mellom tilgang på vindenergi og behovet for elektrisitet og varme hos sluttbrukeren. Jo større dette misforholdet er, jo mer vindenergi dumpes, noe som kan føre til svært dårlig utnyttelse av vindenergien (ofte mindre enn 25%). I tillegg vil en god del av energien fra dieselaggregatene måtte dumpes fordi de ikke kan kjøres under 40-50% av normert kapasitet (dellast).

I autonome vind/diesel-anlegg er det, på grunn av driftssikkerhetsmessige årsaker, normalt å ha minst to dieselaggregater gående kontinuerlig i tilfelle ett av dem skulle få driftsproblemer. En konsekvens av dette er at aggregatene ofte kjøres langt under normert kapasitet (noe som fører til lav drivstoffeffektivitet), og regelmessig må dumpe overskuddsenergi. Slike anlegg har som oftest en gjennomsnittlig elektrisk virkningsgrad på rundt 3.5 kWh/liter (Figur 32). Dersom man i et anlegg med to dieselaggregater erstatter det ene med en brenselcelle, kan ett aggregat alltid kjøre på full kapasitet (grunnlast) mens brenselcellen tar seg av korptidssvingningene (dellast). På den måten vil drivstoffeffektiviteten øke til rundt 4.0 kWh/liter. Det betyr i praksis at drivstofforbruket reduseres med rundt 12%. I tillegg kommer drivstoffbesparelsen på grunn av vindmøllen.

Generelt kan det sies at utnyttelsesgraden av vindenergi i autonome vind/diesel anlegg ligger på rundt 25% (avhengig av vindforhold og størrelse på vindmølle), noe som tilsvarer en drivstoffbesparing på omtrent 25%.

En annen viktig dimensjonerende faktor er selve vindenergiressursen. Dersom man plasserer et slikt anlegg i et område med stor sesongvariasjon så blir nødvendigvis hydrogenlageret større enn om sesongvariasjonen er liten. Sesongvariasjon for vind i kalde klimaer ved nordlige breddegrader er svært vanlig, og en av de største utfordringene for fullstendig autonome vind/hydrogen-anlegg. Tidligere studier av slike anlegg har vist at hydrogenlageret har en tendens til å bli urealistisk stort [1-3]. I de påfølgende systemstudier foreslås derfor en mer gradvis og realistisk tilnærming til problemstillingen, der hydrogenanlegget i første omgang kun utnytter de ineffektive leddene i et vind/diesel-anlegg.

Dersom man inkluderer et system som lagrer overskuddsenergi fra vindmøllen (og dumpet energi fra dieselaggregatene) i form av hydrogen så vil mer av primærenergien (vind og diesel) bli utnyttet, og man får dermed en høyere total virkningsgrad for systemet. Det er imidlertid viktig å merke seg at muligheten for å utnytte vindenergien er direkte avhengig av utformingen av hydrogensystemet. I teorien må kapasiteten (målt i kW) på elektrolyseren være omtrent like stor som kapasiteten på vindkraftverket for at man skal kunne utnytte hele vindressursen til en hver tid. (Dieselaggregatets karakteristikk og sluttbrukerens forbruksmønster må også tas hensyn til her).

En av de begrensende faktorene for et fullstendig autonomt vind/hydrogen-anlegg er kostnadene forbundet med hydrogenteknologi-

en, spesielt hydrogenlagring. Hensikten med systemstudiene i dette prosjektet er derfor først og fremst å demonstrere en realistisk hybridløsning (Figur 28). I et vind/diesel/hydrogen-anlegg der brenselcellen erstatter den ene (av to) dieselaggregater vil vindutnyttelsesgraden i teorien kunne mer enn doubles, og drivstofforbruket mer enn halveres.

Systemkomponenter

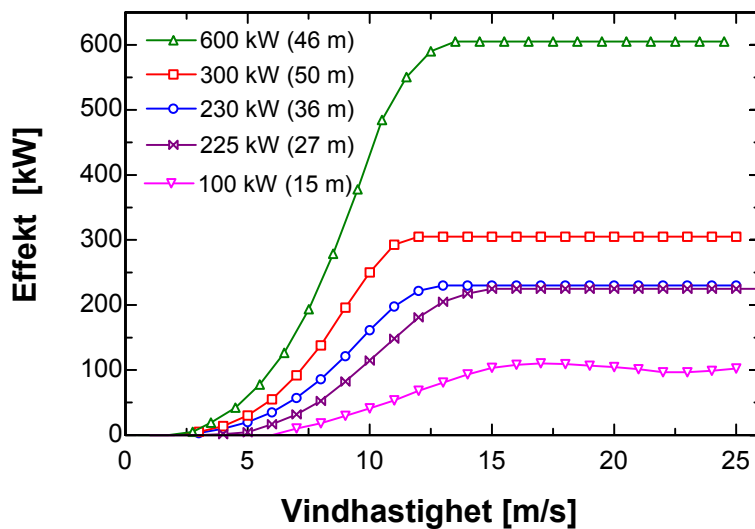
Nedenfor følger en kort karakteristikk av hovedkomponentene som ble modellert i systemanalysen i denne studien. Tabell 1 gir en oversikt over forkortelser og terminologi benyttet i beskrivelsene av de ulike systemkomponentene.

Tabell 1 Forkortelser og terminologi

Symbol	Beskrivelse
PV	Solceller [PhotoVoltaics]
KOH	Kaliumhydroksid
PEM	Protonledende membran [Proton Exchange Membrane]
STC	Standard forhold [Standard Testing Conditions]
Nm ³	Normal kubikkmeter (gass ved 1 bar og 0°C)
HYDROGEMS	Modeller for fornybar energi og hydrogenteknologi [HYDROGen Energy ModelS]
TRNSYS	Simuleringsprogram for fornybar energi m.m. [TRaNsient SYStem simulation program]
EES	Simuleringsprogram for termodynamikk m.m. [Engineering Equation Solver]
RE/H ₂	Energisystemer basert på fornybar energi og hydrogen [Renewable Energy/ Hydrogen]

Vindmøller

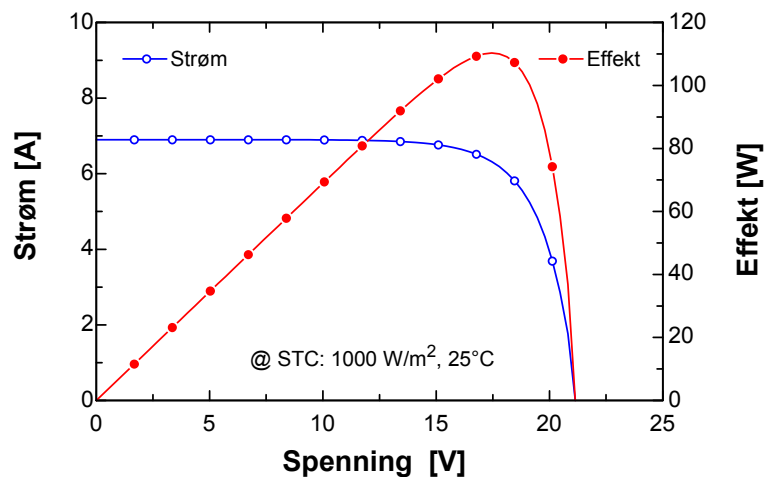
Det finnes i dag relativt få små til mellomstore (ca. 50-500 kW) vindmøller som egner seg for autonome anlegg. Figur 29 viser effektkurver (data fra leverandører) for noen av de vindmøllene som ble vurdert i dette studiet.



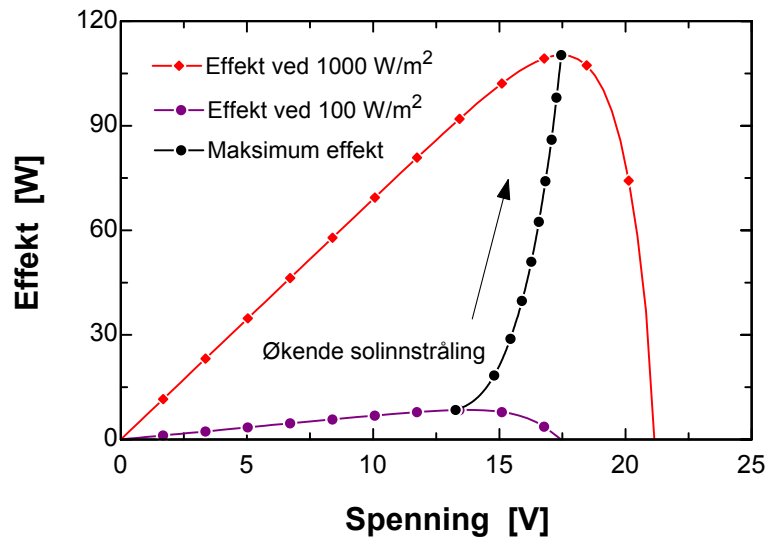
Figur 29 Typiske effektkurver for små til mellomstore vindmøller (100-600 kW). Merk at høyden opp til navet på rotoren til de ulike vindmøllene varierer fra 15 til 50 meter.

Solceller

Silisiumbaserte solceller (PV) leveres i dag som oftest i form av paneler med et maksimums effektuttak på rundt 100 W, som illustrert i Figur 30. Effekten fra et solcellepanel øker med økt solinnstråling, som illustrert i Figur 31 (økt temperatur betyr lavere effektuttak).



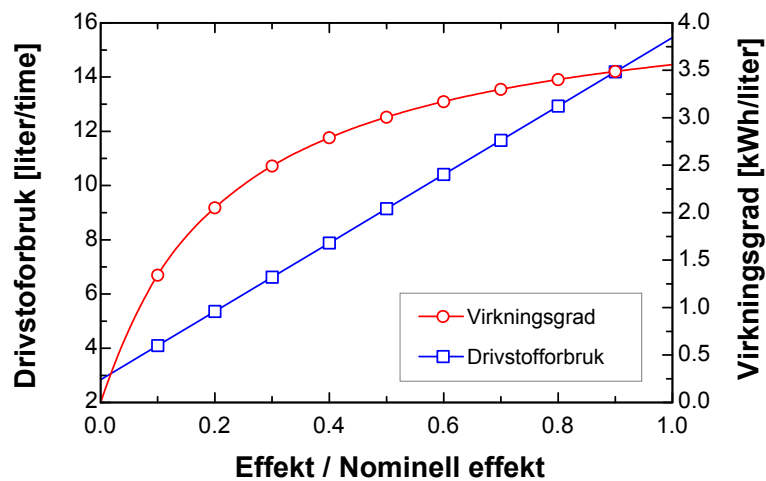
Figur 30 Strøm- og effektuttak fra et typisk solcellepanel, ved en solinnstråling på 1000 W/m² og en solcelletemperatur på 25°C.



Figur 31 Typisk effekt- og maksimumseffekt fra et solcellepanel, ved ulik solinnstråling (100-1000 W/m²) og en solcelletemperatur på 25°C.

Dieselaggregater

En generisk modell for et dieselaggregat ble benyttet i denne studien. Virkningsgradskurven for denne modellen, som har blitt verifisert opp mot faktiske anlegg [4], er gjengitt i Figur 32. Modellen er egnet for anlegg opptil 500 kW.

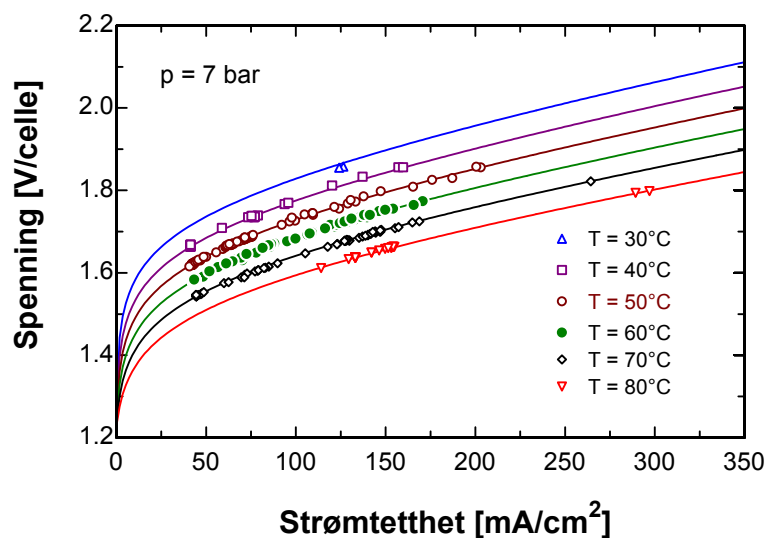


Figur 32 Drivstofforbruk og virkningsgrad for et typisk dieselaggregat [4].

Vannelektrolyse

De vanligste vannelektrolysørene på markedet i dag er basert på en alkalisk elektrolytt (KOH) og har en typisk driftstemperatur på 60-80 °C og et nominelt trykk på 1-30 bar. Alkaliske elektrolysører opptil 2 MW finnes

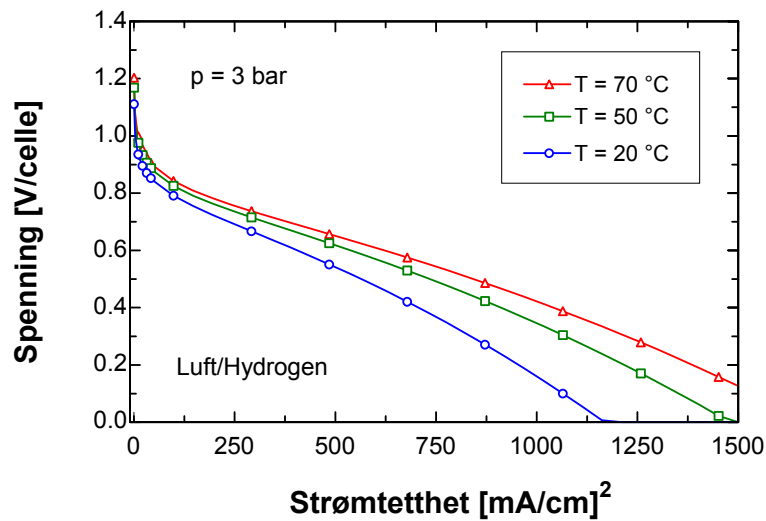
i dag i ulike industrier, mens mindre enheter ned til 50 kW som er egnet for distribuerte produksjon er mindre vanlig. Figur 33 viser hvordan celledspenningen for en avansert 30 bar elektrolysør varierer med temperatur [5]. I dette studiet ble det tatt utgangspunkt i kommersielt tilgjengelig teknologi [6,7], som typisk har en virkningsgrad på ca. 80% og et energiforbruk per produsert enhet med hydrogen på ca. 4 kWh/Nm³ ved nominelle driftsforhold (60-80°C). Ytelsen til den kommersielt tilgjengelige teknologien er omtrent som vist i Figur 33.



Figur 33 Typisk celledspenning for en avansert trykktbasert alkalisk vannelektrolysør [5].

Brenselceller

Det finnes i dag en rekke brenselceller som kan kunne tenkes brukt i desentralisert kraftforsyning, men dersom drivstoffet er rent hydrogen (ikke naturgass) er det lavtemperaturteknologiene (<80°C) basert på alkaliske (KOH) eller protonledende membraner (PEM) elektrolytter som er mest aktuelle. Av disse to teknologiene er det PEM-brenselcellene som opplever den største kommersielle utviklingen (også innen Norden), og er følgelig valgt som referanseteknologi. En generisk modell [8] som tar hensyn til både trykk- og temperaturforhold ble benyttet i denne studien. En typisk spenningskurve for en luft/hydrogen-basert PEM-brenselcelle er gjengitt i Figur 34. Den elektriske virkningsgraden (ved 0.7 V/celle) for en slik PEM-brenselcelle er ca. 45%, resten er spillvarme. En PEM-brenselcelle vil i dag typisk kunne ha kapasitet på 5-10 kW.



Figur 34 Typisk celledspennning for en luft/hydrogen-basert PEM-brenselcelle [8].

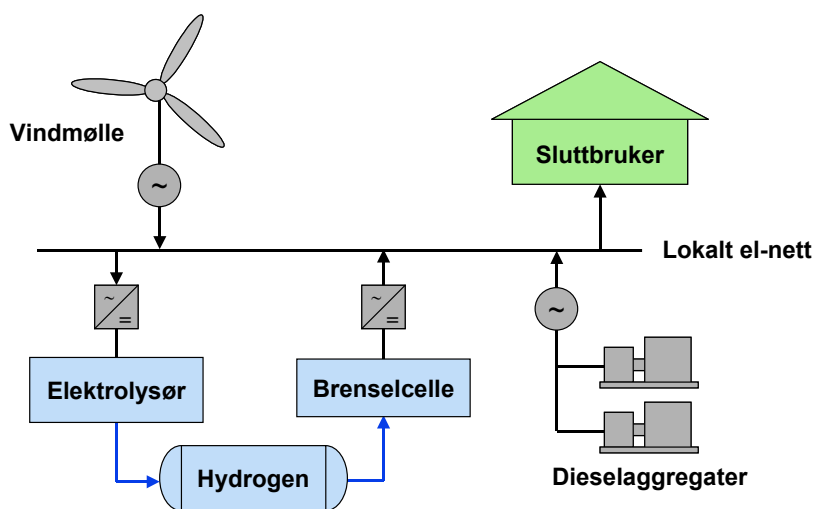
Systemkonfigurasjoner

Tidligere studier av vind/diesel/hydrogen-anlegg viser at det endelige design er svært avhengig av den spesifikke vindressursen og lastprofilen i hvert tilfelle, noe som gjør det vanskelig å gi generelle retningslinjer. Noen viktig forutsetninger og problemstillinger bør dog tas hensyn til. Denne studien har forsøkt å ta hensyn til følgende generelle retningslinjer:

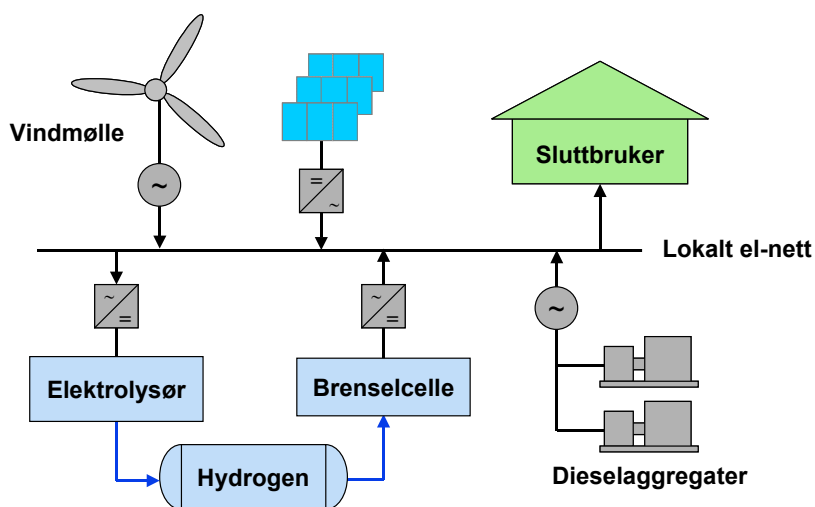
1. Finn en plass med god gjennomsnittlig vindhastighet over året (mer enn 6 m/s), uten altfor store sesongvariasjoner og lange perioder (mindre enn 1 måned) uten vind. På den måten blir ikke hydrogenlageret unødvendig stort.
2. Velg et system der det er godt samsvar mellom sluttbrukers grunnlast og dieselaggregatets kapasitet slik at ett eller flere aggregater kan ta grunnlasten mens brenselcellen tar topplasten. På den måten kjøres aggregatene optimalt og brenselcellens overlegne effektivitet ved dellast utnyttes maksimalt.
3. Balansér systemet med hensyn på energibruk (vind, diesel og hydrogen). En overdimensjonert vindmølle vil kreve at man ofte dumper vindenergi til en dumplast, eller benytter et stort hydrogenlager for å ta vare på energien. Det sistnevnte vil kreve unødvendig store investeringer. En for liten vindmølle vil kunne føre til ubetydelig besparelser i drivstofforbruket.
4. Utnytt spillvarme fra dieselaggregatene og brenselcellen for kombinert kraft- og varmforsyning.

I dette studiet ble det lagt mest vekt på den elektriske delen av lasten (punkt 1-3), mens den termiske delen av lasten som omhandler varme-gjenvinning fra dieselaggregatene og brenselcellen (punkt 4) ble studert i mindre detalj (foreslås til videre arbeid i påfølgende studie). For noen av de stedene i Vest-Norden som ble vurdert fantes det ikke tilstrekkelig med vindenergi (punkt 1 ble ikke oppfylt), og mulighetene for å spe på med solenergi (solceller) i sommerhalvåret ble derfor vurdert. To unike systemkonfigurasjoner ble studert i detalj i den videre systemanalysen:

1. Vind/diesel/hydrogen (Figur 35).
2. Vind /solcelle/diesel/hydrogen (Figur 36).



Figur 35 Systemkonfigurasjon 1 - Prinsippkisse av et vind/diesel/hydrogen-anlegg.



Figur 36 Systemkonfigurasjon 2 - Prinsippkisse av et vind/solcelle/diesel/hydrogen-anlegg.

Systemsimulering og inngangsdata

Dette kapitlet gir en beskrivelse av det tekniske simuleringsverktøyet, inngangsdataene (værd data og lastprofiler), og de økonomiske parameterne benyttet i systemanalysen i neste kapittel.

Simuleringsverktøy

Et bibliotek med hydrogen energimodeller (HYDROGEMS) koblet mot en et generelt systemmodelleringsverktøy (TRNSYS) ble i denne studien benyttet til å kjøre detaljerte tidsseriesimuleringer. HYDROGEMS er en samling med modeller for simulering av energisystemer basert på fornybar energi og hydrogen (RE/H₂). Figur 37 gir en oversikt over noen av de mest sentrale modellene i HYDROGEMS-biblioteket. Modellene er et resultat av et målrettet modelleringsarbeide på desentraliserte energisystemer som har pågått på IFE siden 1995 [2,3,9-15]. Modellene har blitt testet og verifisert opp mot ulike demonstrasjonsanlegg rundt omkring i verden, blant annet vind/hydrogen-demonstrasjonsanlegget på Utsira [3,15]. HYDROGEMS er kompatibelt med TRNSYS, som er et stort systemsimuleringsprogram som omfatter en rekke andre modeller for simulering av alternativ energisystemer (f.eks. solfangere og varmepumper) [16].

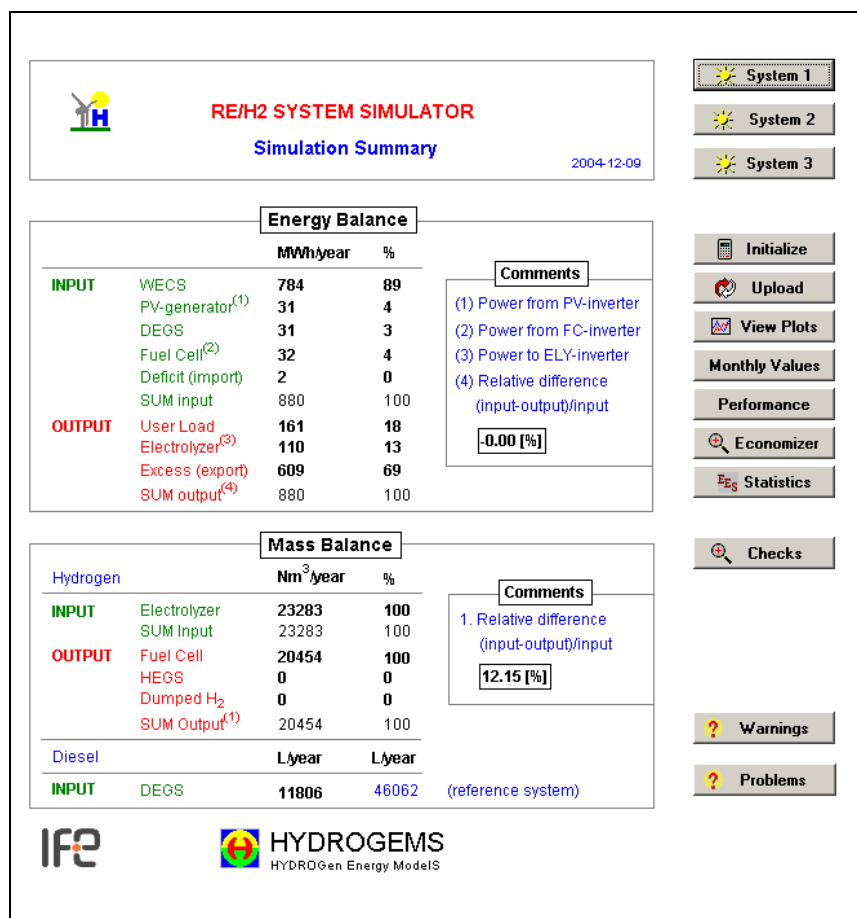
		
Solceller	Diesellaggregat	Vindmølle
		
Alkalisk elektrolyser	PEM-brenselcelle	Alkalisk brenselcelle
		
Strøm-omformere	Batteri	Hydrogen trykktank

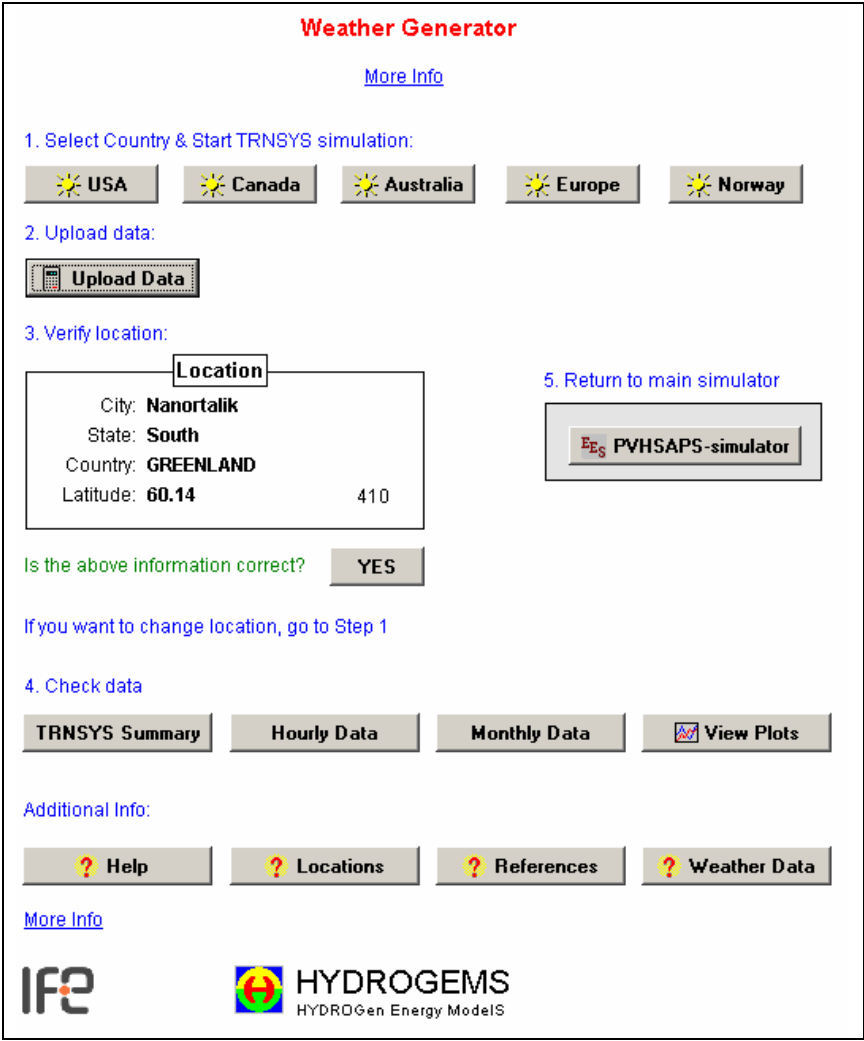
Figur 37 Utdrag av HYDROGEMS-modellbiblioteket

I løpet av de 2-3 siste årene har man ved IFE også begynt å lage mer brukervennlige systemsimuleringspakker basert på et annet simuleringsprogram (EES [17]) som ved hjelp av diagramvinduer forenkler pre- og postsimuleringsanalysen ved å presentere resultatene på en visuell måte. Figur 38 viser velkomstvinduet til RE/H₂-simulatoren utviklet blant annet for det Vestnordiske prosjektet. Denne simulatoren inkluderer flere unike systemkonfigurasjoner, inkludert hybride anlegg basert på vind/diesel/hydrogen (Figur 35) eller vind/sol/diesel/hydrogen (Figur 36).

Det som gjør simulatoren særdeles brukervennlig er at den kobler resultatene fra de tekniske systemsimuleringer i TRNSYS med svært realistiske kostnadsfunksjoner og en godt fundert økonomimodell (flere detaljer nedenfor). Dette gjør det mulig å utføre tekno-økonomiske analyser på en svært effektiv måte.

Det bør bemerkes at inngangsdataene til simulatoren, primært vindhastigheter, solinnstråling og temperatur, må være tidsserier med en oppløsning på én time. Som oftest er det en stor utfordring og skaffe slike data. Derfor har man ved IFE også utviklet et grensesnitt mot værgeneratoren i TRNSYS, som ved hjelp av gjennomsnittlige månedsverdier kan generere de nødvendige tidsseriene. Figur 39 viser velkomstvinduet til værgeneratoren, som ble spesialtilpasset for dette studiet. Databasen, som det også går fram av Figur 39, ble utvidet med solinnstrålingsdata for Nanortalik, Grønland.

Figur 38 Velkomstvinduet til RE/H₂-simulatoren.



Weather Generator

[More Info](#)

1. Select Country & Start TRNSYS simulation:

2. Upload data:

3. Verify location:

Location

City: **Nanortalik**

State: **South**

Country: **GREENLAND**

Latitude: **60.14** 410

5. Return to main simulator

Is the above information correct?

[If you want to change location, go to Step 1](#)

4. Check data

Additional Info:

[More Info](#)



HYDROGEMS
 HYDROGen Energy Models

Figur 39 Velkomstvinduet til værgeneratoren.

Antagelser

I mulighetsstudier som denne vil det alltid være en viss usikkerhet tilknyttet det tekniske modell- og simuleringsverktøyet, inngangsdataene til selve simuleringene, og økonomimodellen. For å begrense omfanget av mulighetstudiet ble en god del antagelser og forenklinger innarbeidet i systemanalysen.

Det tekniske simuleringsverktøyet (HYDROGEMS) som ble benyttet i denne studien har blitt utprøvd over flere år og er i utgangspunktet svært nøyaktig, men er avhengig av at modellparametrene blir kalibrert. Følgende modelltekniske antagelser ble gjort:

- Systemsimuleringene som ble kjørt ble basert på tidsserier med en oppløsning på én time.

- Systemkomponentene i simuleringene ble kjørt under stabile driftsforhold. Det vil si at dynamiske forhold som typisk skjer innenfor én time (f.eks. oppstart av komponenter) ikke ble simulert.
- Generiske modeller for dieselaggregater og PEM-brenselcelle, og typiske parametere (standardinnstillinger) for representative og standard vindmøller, solceller, elektrolysører, og trykktanker (200 bar) for hydrogen ble benyttet.

Inngangsdataene til simuleringene var i hovedsak værdata (vindhastigheter, solinnstråling, og temperatur) og sluttbrukerens el-forbruk. Følgende antagelser på inngangsdataene ble gjort:

- Lastprofilene ble kun delvis basert på målt el-forbruk for de ulike lokalitetene, og ble i hovedsak bygget opp basert på statistiske data (typisk forbruk).
- Reelle vindhastighetsprofiler for representative år ble benyttet i simuleringene
- Timeverdier for solinnstråling og temperatur ble generert basert på månedlige verdier (langtidsstatistikk) ved hjelp av en værgenerator.

Etter at en simulering var kjørt fulgte en økonomiske analyse for å vurdere om et gitt design kunne være aktuelt eller ikke. De økonomiske parameter presenteres i mer detalj nedenfor. Følgende hovedantagelsene i økonomimodellen ble gjort:

- Investeringskostnadene for de ulike komponentene var basert på lineære kostnadsfunksjoner med relativt begrensede gyldighetsområder.
- Kostnadsdataene ble i hovedsak hentet fra et relevant EU-markedsstudium, og vil kunne være gyldig for investeringer gjort i nær framtid (2005-2006).
- En realistisk samfunnsøkonomisk pris på diesel for Vest-Norden under ett ble benyttet i denne studien.
- Særskilt transport- og logistikkostnader ble ikke medregnet.

Værdata

For at resultatet i systemsimuleringene i RE/H₂-simulatoren skal bli så realistiske som mulig, er det viktig med gode inngangsdata (værdata og energiforbruk). Tilgangen på langtidsdata for vindhastighet, solinnstråling og omgivelsestemperatur er svært avgjørende, og det er ideelt med dataserier med en tidsoppløsning på en time.

I forkant av dette studiet ble det derfor presisert at det var viktig å kunne identifiserer mulige demonstrasjonsprosjekter på et tidlig stadium slik at man kunne få tilgang på data for spesifikke klimatiske forhold. I

løpet av studiet ble det klart at for flere av de valgte lokasjonene var tilgangen på værdata ofte ganske generell, og inneholdt kun månedsstatistikk. Dersom dette var tilfellet ble værgeneratoren i TRNSYS benyttet for å generere de nødvendige tidsseriene.

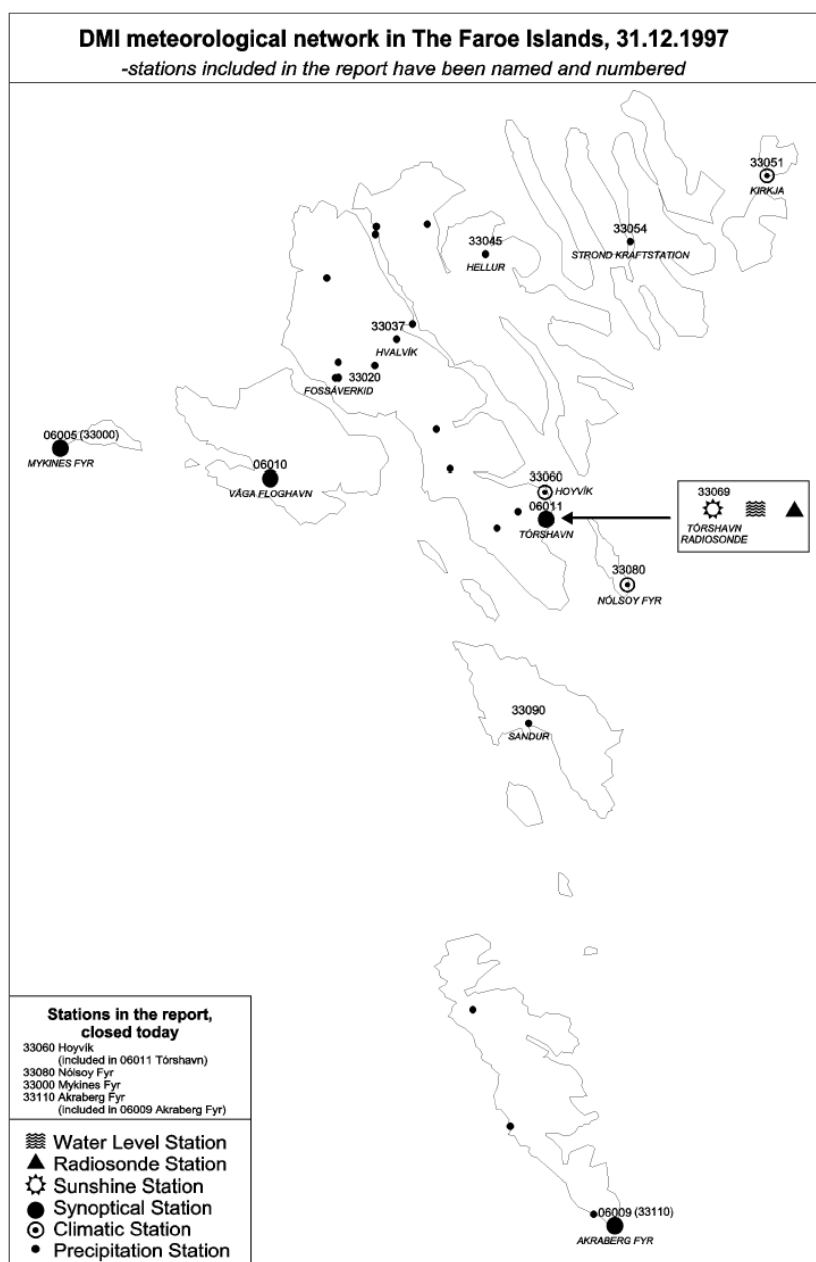
Detaljert vinddata ble fremskaffet for steder på Færøyene, Grønland og Island, mens solenergidata ble kun fremskaffet for Grønland. Årsaken til dette var at man på forhånd visste at det på Grønland finnes lengre perioder i året med svært lite eller ingen vind, og at man derfor ønsket se på om solenergi kunne utfylle vindenergiressursen i disse periodene. Nedenfor følger detaljene på værdataene benyttet i denne studien.

Færøyene

Flere mulig kandidater ble identifisert på Færøyene: Nólsoy, Hestur og Svínø. Figur 40 gir en oversikt på de metrologiske stasjonene drevet av DMI (Danske Metrologiske Institutt) på Færøyene, mens Tabell 2 gir de metrologiske data for perioden 1961-1990 for Mykines fyr, Færøyene [18]. Som det går fram av dataene så er potensialet for vindenergi svært mye bedre enn det for solenergi. Generelt sett vil vinden fordele seg ganske jevnt over Færøyene, selv om det naturligvis vil være store forskjeller lokalt. Vinddatene fra Mykines kan i midlertidig fungere som en fin referansestasjon.

En nærmere studie av vinddatene fra Mykines fyr viser at den målte middelvinden for perioden 1961-1990 er noe lavere enn målingene de siste årene (Figur 41). Dette er fordi man har oppgradert til et helautomatisk målingsutstyr, som også samler inn data med mye større oppløsning enn tidligere. En sammenlikning av utformingen på årsprofilene i Figur 41 viser at 1998 følger langtidsstatistikken (1961-1990). En tidsserie for vind med timeverdier for 1998 ble dermed skaffet til veie fra DMI [19]. Denne tidsserien hadde en god del huller (ca. 2% av et fullt år manglet), som ble tettet ved hjelp av litt avansert databehandling (TRNSYS-generert vinddata ble satt inn i hullene på den originale tidsserien). Figur 42 viser den endelige vindprofilen som ble anvendt i denne studien.

Det bør bemerkes at Mykines fyr, som måler vindhastigheter 16 meter over bakken, ligger på kanten av et stup ca. 120 meter over havet. Det betyr at vindforholdene her er ekstremt gode, og man bør derfor være svært forsiktig når man anvender dataene i videre systemanalyser. RE/H₂-simulatoren benyttet i denne studien justerer vindhastigheten automatisk til riktig rotorhøyde, avhengig av vindmølletypen, men tar i liten grad hensyn til de ekstreme vindforholdene. Det betyr at alle systemanalysene for Færøyene ble basert på relativt optimistiske vinddata.



Figur 40 Metrologiske stasjoner på Færøyene [18].

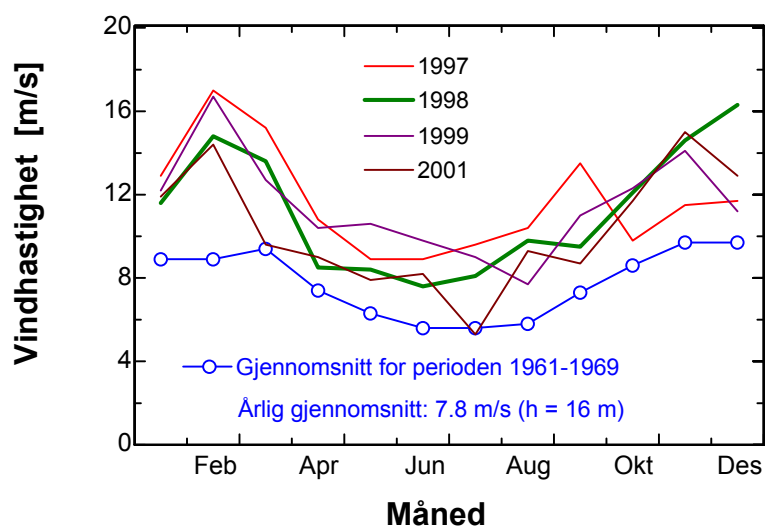
Tabell 2 Metrologiske data for perioden 1961-1990 for Mykines fyr, Færøyene [18]

Måned	Vind [m/s]	Temperatur [°C]	Fuktighet [%]	Solskinn* [timer]	Skydekke† [%]
Jan	8.9	3.5	82	14	80
Feb	8.9	3.5	81	36	80
Mar	9.4	3.5	83	71	82
Apr	7.4	4.8	83	107	79
Mai	6.3	6.2	84	124	83
Jun	5.6	8.5	87	125	85
Jul	5.6	9.2	86	111	86
Aug	5.8	9.6	87	97	83
Sept	7.3	8.7	85	79	82
Okt	8.6	7.4	84	48	83
Nov	9.7	4.6	81	20	80
Des	9.7	3.3	80	7	81
Gjennomsnitt	7.8	6.1	84		
Totalt				840	82

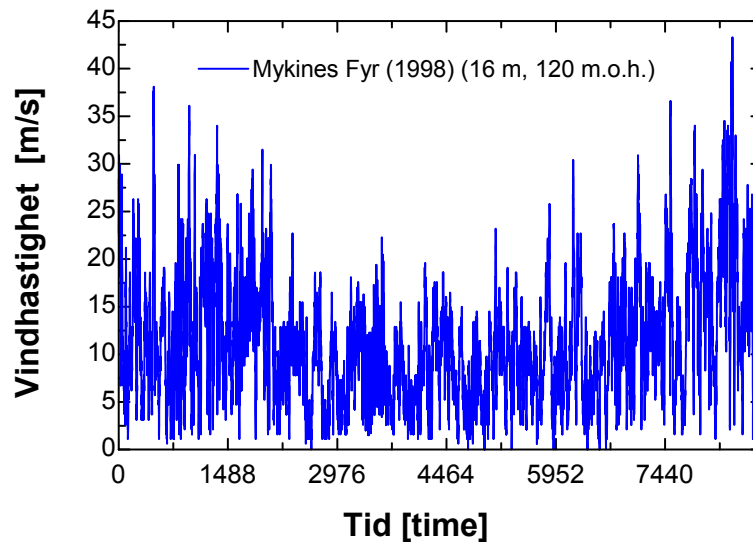
Definisjoner:

* Solskinnsdag = en dag med mindre enn 20% skyer

† Overskyet dag = en dag med minst 80% skyer



Figur 41 Månedlige middelvindverdier for Mykines fyr, Færøyene. Nedre kurve: Middelvind for perioden 1961-1990 [18]. Øverste kurver: Middelvind for fire år med automatisert drift av stasjonen [19]. Referanseår for dette studiet: 1998.



Figur 42 Timeverdier for vinddata fra 1998 for Mykines fyr, Færøyene [19].

Grønland

På Grønland finnes det svært store variasjoner i vind- og solenergiforholdene på grunn av de enorme avstandene. Ettersom tidligere studier også har vist at vindforholdene er svært sesongavhengige, var det naturlig å fokusere på steder i den sørlige delen av Grønland hvor solenergi muligens kunne utfylle vindenergien. Flere potensielle steder i Sør-Grønland ble identifisert: Nanortalik, Narsarsuaq og Alluitsup Paa. Av disse viste det seg at værddata fra Nanortalik, som ligger på sørvest kysten og på ca. 60 grader nord, kunne fungere som en god referanse for det videre arbeidet.

Tabell 3 gir de metrologiske data (månedsverdier) for Nanortalik for perioder i tidsrommet 1987-2004 [19]. I tillegg til disse dataene skaffet ASIAQ også til veie flere år med tidsserier for vind for perioden 1992-2003, hvorav 5 av disse årene hadde mer eller mindre komplette datasett (>98%). En litt mer detaljert analyse av dataene viste at 1998 var det året som lignet mest på et normal år, som illustrert i Figur 43. Den vindtidsserien som ble benyttet i dette studiet er gjengitt i Figur 44.

Figur 43 viser også i hvilken grad vindforholdene varierer over året; fra relativt gode vindhastigheter rundt 5 m/s på vinteren til heller svake vindhastigheter rundt 3 m/s på sommeren. Figur 45 illustrerer hvordan solenergiressursen kan utfylle vindenergiressursen i sommerhalvåret. Med utgangspunkt i månedsverdiene i Tabell 3 ble timeverdier for solinnstråling på en horisontal flate generert opp ved hjelp av værgeneratoren (Figur 39). Figur 46 viser tidsserien for solinnstråling for et typisk år i Nanortalik som ble benyttet i denne studien. Her er det verdt å merke seg at maksimum solinnstråling ligger på ca. 800 W/m² i sommerhalvåret, og at den totale mengden med solenergi over året er på ca. 950 kWh/m².

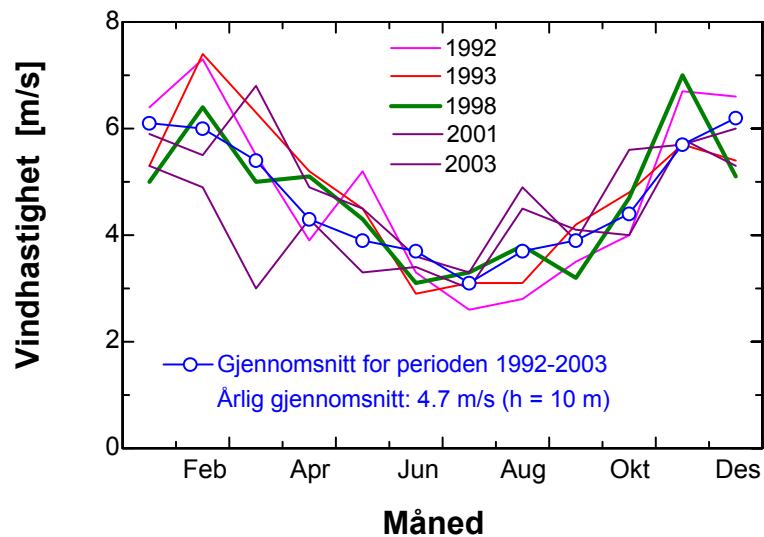
Tabell 3 Metrologiske data for Nanortalik for perioder i tidsrommet 1987-2004 [19].

Måned	Vind ⁽¹⁾ [m/s]	Sol ⁽²⁾ [kWh/m ²]	Temperatur ⁽³⁾ [°C]	Fuktighet ⁽⁴⁾ [kg/kg]	Snødekke ⁽⁵⁾ [dager]
Jan	6.1	0.33	-3.6	21.4	29
Feb	6.0	0.94	-4.7	20.2	26
Mar	5.4	2.37	-3.4	21.3	26
Apr	4.3	3.76	0.7	29.0	22
Mai	3.9	4.99	2.9	35.7	6
Jun	3.7	5.45	5.0	43.4	0
Jul	3.1	5.48	6.3	49.2	0
Aug	3.7	3.71	6.7	51.1	0
Sept	3.9	2.26	5.6	44.6	0
Okt	4.4	1.29	2.7	32.8	8
Nov	5.7	0.50	0.0	27.6	20
Des	6.2	0.24	-2.3	23.8	26
Gjennomsnitt	4.7	2.61	1.3	33.3	
Totalt		ca. 960*			163

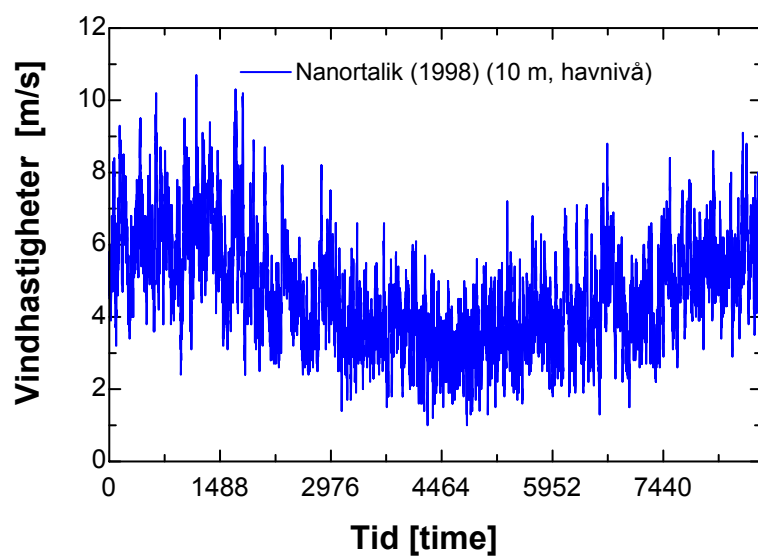
Merknader:

1. Gjennomsnittlig vindhastighet ved 10 m over bakken, perioden 1992-2003
2. Daglig gjennomsnittlig solinnstråling på horisontal flate, perioden 1991-2004
3. Omgivelsestemperatur, perioden 1987-2004
4. Absolutt luft fuktighet (kg vann/kg tørr luft $\times 10000$), perioden 1987-2004
5. Antall dager med snødekke, data fra Narsarsuaq fra perioden 1972-1993

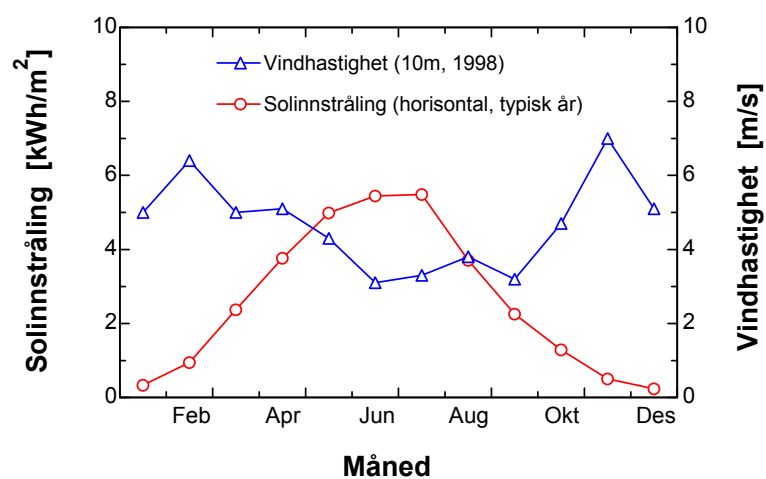
* Total årlig solinnstråling på horisontal flate (kWh/m²/år)



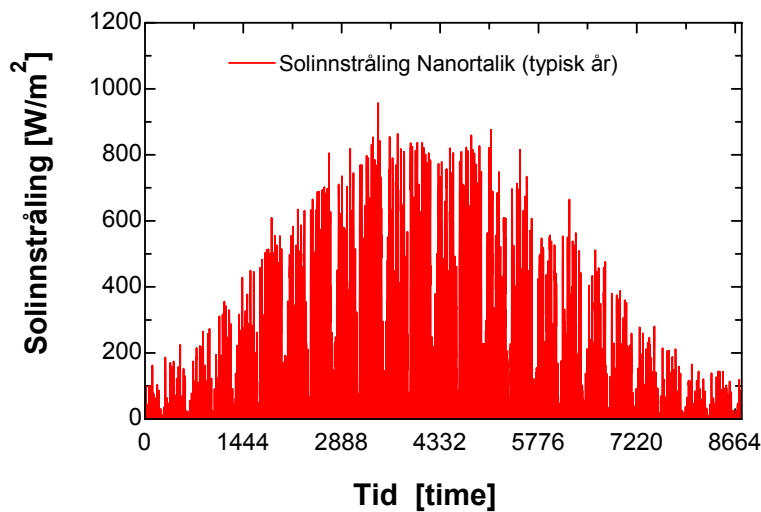
Figur 43 Månedlige middelvindverdier for Nanortalik, Grønland [19]. Kurve merket med sirkler: Middelvind for hele perioden 1992-2003. Øvrige kurver: Middelvind for år med mer enn 98% komplette datasett. Referanseår for dette studiet: 1998.



Figur 44 Timeverdier for vinddata fra 1998 for Nanortalik, Grønland.



Figur 45 Månedsverdier for solinnstråling og vindhastigheter for Nanortalik, Grønland.

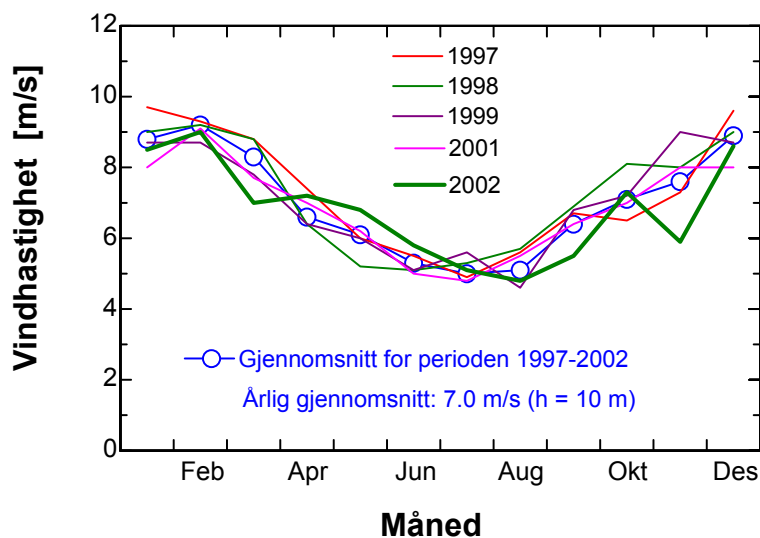


Figur 46 Solinnstråling på en horisontal flate for et typisk år i Nanortalik, Grønland. Timeverdiene ble generert opp (vha. værgeneratoren) med utgangspunkt i månedsverdiene i Tabell 3.

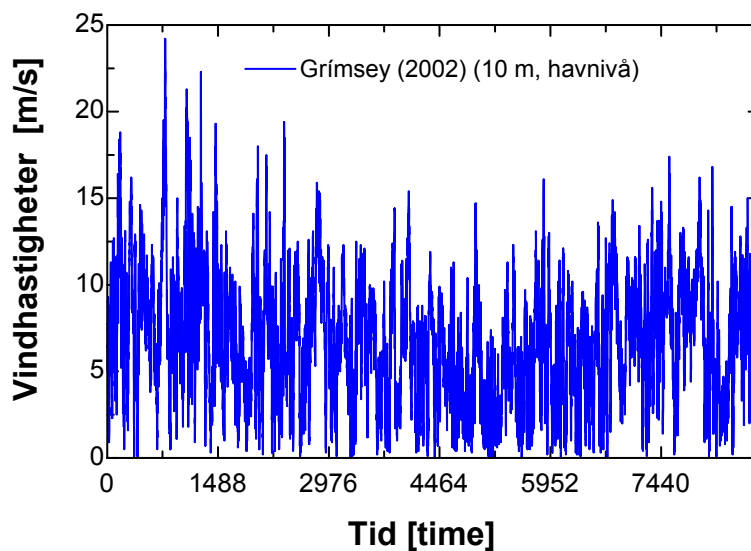
Island

På Island finnes det få frittstående energiforsyningsanlegg. Det stedet som er mest relevant for dette studiet var Grímsey, en øy som ligger ca. 40 km nord for hovedøya. Alle værdataene for Grímsey som ble benyttet i dette studiet er basert på tallmateriale fra RARIK [20].

Figur 47 viser den månedlige middelvinden Grímsey i perioden 1997-2002 (kun år med 99% komplette datasett er vist i figuren). Statistikken viser klart at vindforholdene på Grímsey er stabilt gode, selv om det er en ganske stor sesongvariasjon, fra mer enn 8 m/s på vinteren til rundt 5 m/s på sommeren. Det gjentakende mønsteret fra år til år tyder på at man her er utsatt for store forutsigbare værsystemer (trolig termisk vinder til og fra polene), noe som gjør det relativt enkelt å forutsi vindenergipotensialet fra år til år. Middelvinden for året ligger på omkring 7 m/s. Figur 48 viser den tidsserien som ble benyttet i dette studiet.



Figur 47 Månedlige middelvindverdier for Grimsey, Island [20]. Kurve merket med sirkler: Middelvind for hele perioden 1997-2002. Øvrige kurver: Middelvind for år med mer enn 99% komplette datasett. Referanseår for dette studiet: 2002.



Figur 48 Timeverdier for vinddata fra 2002 for Grímsey, Island.

Generelle kommentarer til vinddataene

Det å sammenlikne vinddata fra et sted til et annet, selv innenfor Vest-Norden, kan være en møysommelig prosess som krever god tilgang på kvalitetssikret data. Vinddataene benyttet i dette studiet ble fremskaffet fra etablerte institusjoner som DMI (Danmark), ASIAQ (Grønland) og RARIK (Island), slik at utgangspunktet skulle være meget gode. På tross av dette så finnes det en god del usikkerhet til dataene benyttet i studiet.

Generelt kan det sies at den største usikkerheten med de vindtidsseriene som dannet grunnlaget for dette studiet er relatert til ekstrapoleringen fra den valgte referansestasjonen til selve plasseringen av et framtidig demonstrasjonsanlegg. Dette gjelder spesielt ekstrapolering fra Mykines Fyr stasjonen til en av de foreslått stedene på Færøyene, og ekstrapolering fra værstasjonen i Nanortalik til andre steder på Grønland. Vindprofilen for Grímsey på Island bør være grei å bruke på hele øya [Grímsey].

I en eventuell oppfølging av dette studiet bør det utføres flere og mer detaljerte vindmålinger (helst i 50 meters høyde) for de spesifikke stedene der det er ønskelig å gå videre med. Så snart en tidsserie (minst 3 måneder med 1-times verdier) for et spesifikt sted foreligger, kan denne korreleres med en tidsserie fra en referansestasjon. Det er her viktig at referansestasjonen har samme oppløsning på dataene (1-times verdier) og har vært i drift i flere titalls år (langtidsstatistikk).

Med utgangspunkt i middelvindprofilene for de utvalgte stedene på Færøyene, Grønland og Island (se figurer over), kan man trekke følgende generelle konklusjon:

- Vindenergipotensialet er størst på Færøyene og minst i Sør-Grønland.
- Sesongvariasjonen for alle stedene er slik at det blåser mest på vinteren og minst på sommeren; i Sør-Grønland er vinden meget svak i sommerhalvåret.

Energiforbruk og lastprofiler

Representative lastprofiler som beskriver typiske mønstre for energiforbruk er helt nødvendig for å sikre et godt resultat i enhver systemanalyse. Dette avsnittet beskriver energiforbruket for utvalgte steder i Vest-Norden, og den prosessen som ble benyttet for å generere typiske lastprofiler egnet for simuleringsarbeidet.

Metode

Generelt bør følgende prosess benyttes når man skal generere representative tidsserier for energiforbruk (typiske lastprofiler) egnet for detaljert modellering og systemanalyse:

1. Finn årsforbruket (MWh/år) slik at det er mulig å kontrollere at den totale energibalansen i systemmodelleringen stemmer med virkeligheten. Dersom det samtidig fremskaffes langtidsstatistikk (årsforbruk for flere år) kan disse dataene også benyttes i forbindelse med simulering av framtidige scenarier. Det å kunne estimere en årlig prosentvis vekst (eller tilbakegang) er avgjørende for å kunne gi gode prognoser.
2. Finn årsprofilen, sortert etter gjennomsnittlig forbruk per måned (MWh/måned), for et typisk år. Dette vil gi klarhet i eventuelle sesongvariasjoner og er nødvendig informasjon for å kunne avgjøre størrelsen på energilagrene (hydrogen, diesel eller termisk masse).
3. Finn representative døgnprofiler, sortert etter gjennomsnittlig forbruk per time (kWh/time). Dette vil klarlegge hva som er det typiske forholdet mellom gjennomsnittlig last og maksimumseffekt, og er nødvendig informasjon for å kunne finne det optimale design (f.eks. nominelt effektuttak) for de ulike kraftproduserende komponentene (f.eks. vindmølle, dieselaggregat, og brenselcelle).
4. Finn ut hvor mye av el-forbruket som går med til å dekke varmebehovet (og evt. kjølebehovet). Her bør også døgn-og eller ukesprofiler fremskaffes, da dette vil påvirke den endelige utformingen av systemet, både størrelsen på energilagrene og kapasiteten på kraft- og varmeanleggene.

I dette studiet ble punkt 1 til 3 (med mest fokus på kraftbehovet) i denne prosessen fulgt, mens punkt 4 (med mest fokus på varmebehovet) overlates til påfølgende studier.

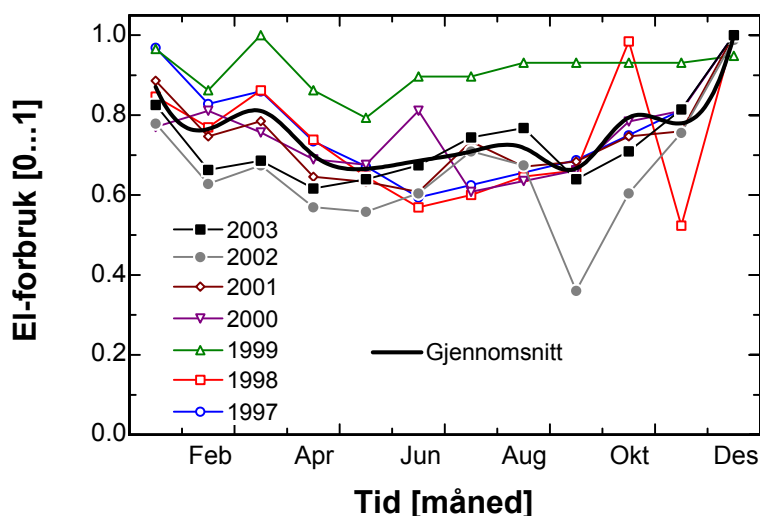
Datagrunnlag

Det å finne detaljert data på el-forbruk for et gitt sted er ofte en utfordring. I de fleste tilfeller registreres kun døgn-, uke- og månedsforbruket, mens timeverdier sjelden er lett tilgjengelig. Etter hvert som flere og flere el-verk oppgraderer sine datainnsamlingssystemer bør imidlertid også timeverdier (og t.o.m. data med enda høyere tidsoppløsning) kunne bli tilgjengelig.

I dette forstudiet ble langtidsstatistikk (månedsdata) for perioden 1997-2003 og detaljerte data (timeverdier) for et helt år (2003) fremskaffet for Grímsey på Island [20]. I tillegg foretok prosjektgruppen to turer, én til Færøyene og én til Grønland, nettopp for å kartlegge tilgangen på detaljert data på el-forbruk for de aktuelle stedene. På Færøyene hadde man en befaring til Svínøy (April 2004), og påfølgende samtaler med ulike private aktører [21]. På Grønland hadde man befaringer til el- og varmverk i Narsarsuaq og Nuuk, og påfølgende møter med Grønlands energiforsyning (Nukissiorfiit) (Juni 2004).

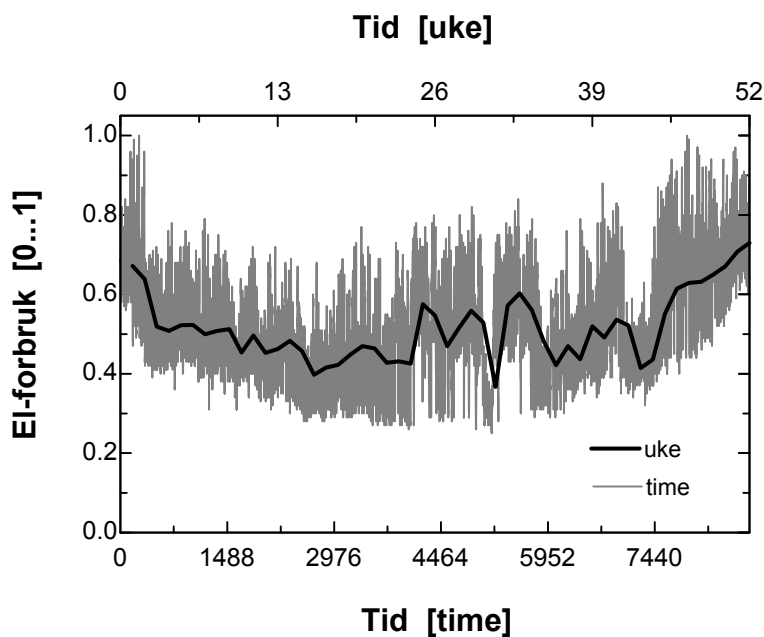
Erfaringene fra befaringene på Færøyene og Grønland viser at det er viktig med detaljerte kunnskaper om hvert enkelt sted slik at man i ettertid lettere kan vurdere dataene på en fornuftig måte. Det vil nå f.eks. være mye lettere å kunne vurdere hvor mye av kraftbehovet som faktisk er et varmebehov. Det vil også være mye lettere å vurdere hva som egentlig er et realistisk estimat på veksten i energiforbruket; i de småsamfunn i Vest-Norden som opplever fraflytting vil det faktisk være en tilbakegang i energiforbruket. Et sammendrag av de dataene som er framskaffet og bearbeidet i dette studiet er vist i Figur 49 til Figur 52 nedenfor.

Figur 49 viser de normaliserte årsprofilene for el-forbruket på Grímsey, Island, og er basert på statistiske data for perioden 1997-2003 [20]. Alle kurvene er normalisert opp mot den maksimale månedsverdien for inneværende år, som økte fra 64 MWh i 1997 til 86 MWh i 2003. Den gjennomsnittlige årsprofilen for hele perioden angitt ved den myke kurven i Figur 49 (og er også gjengitt i Figur 53). For øvrig kan det nevnes at det totale årlige energiforbruket i den samme perioden vokste med ca. 5% per år, og var i 2003 på ca 756 MWh.



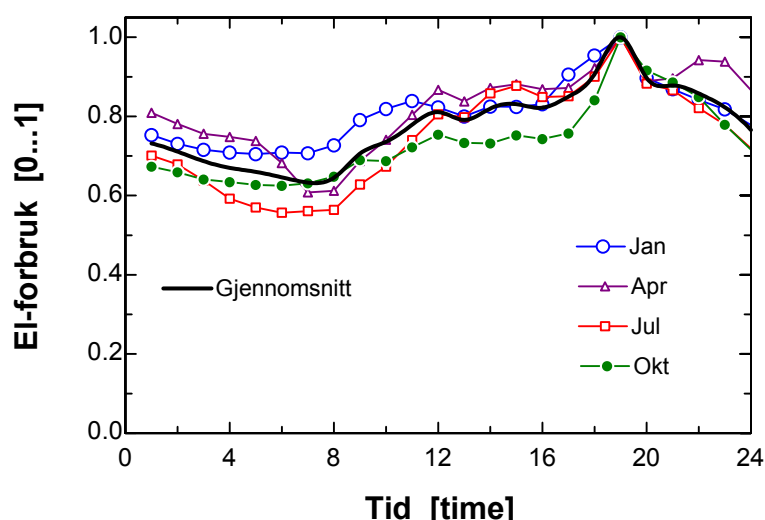
Figur 49 Normaliserte årsprofiler for Grímsey, Island; gjennomsnittlig el-forbruk per måned, basert på statistiske data for perioden 1997-2003 [20]. Maksimalt årlig forbruk var på 756 MWh (2003) og maksimal månedlig forbruk var på 86 MWh (desember 2003). Gjennomsnittet for hele perioden angitt ved den myke kurven.

En videre analyse av 2003-dataene for Grímsey viser at sesongvariasjonen i el-forbruket ikke er altfor stor. Dette går klart fram av Figur 50, som viser at forholdet mellom det høyeste og laveste ukentlige energiforbruket er 2:1. Det tilsvarende forholdet for høyeste og laveste timeverdi er 4:1. Dette illustrerer godt hvor viktig det er med god oppløsning på dataene (minst timeverdier) når man skal vurdere hva som er egnet effektkapasiteter for de ulike kraftproduserende komponentene.

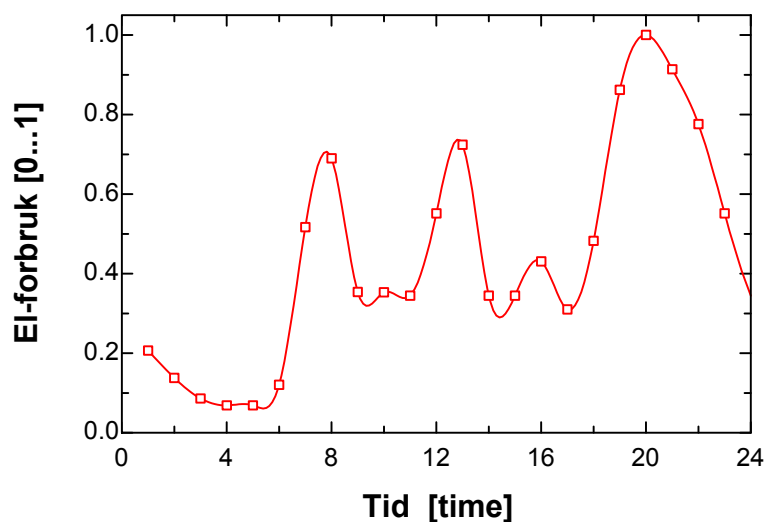


Figur 50 Normalisert årsprofil for Grímsey, Island; gjennomsnittlige time- og ukesverdier for 2003 [20]. Maksimalt 1-times forbruk var på 167 kWh.

Figur 51 viser normaliserte døgntprofiler for et større øysamfunn, basert på timeverdier for 2003 fra Grímsey på Island [20], og illustrerer hvordan døgntprofilen varierer for de ulike månedene i året. Figur 52 viser en tilsvarende døgntprofil for Færøyene, men denne gangen for en typisk privat husholdning på Færøyene [21]. En sammenlikning av den døgntprofilene i Figur 51 og Figur 52, viser at profilene er svært avhengige av antall brukere; jo flere bruker, jo flattere døgntprofil. Forholdet mellom maksimums- og minimumseffekten for hele Grímsey er på ca. 1.5:1, mens det samme forholdet for en enkelt bruker på Færøyene er på ca. 5:1.



Figur 51 Normaliserte døgntprofiler for Grímsey, Island; gjennomsnittlig el-forbruk per time for ulike måneder og året under ett, basert på timeverdier for 2003 [20].



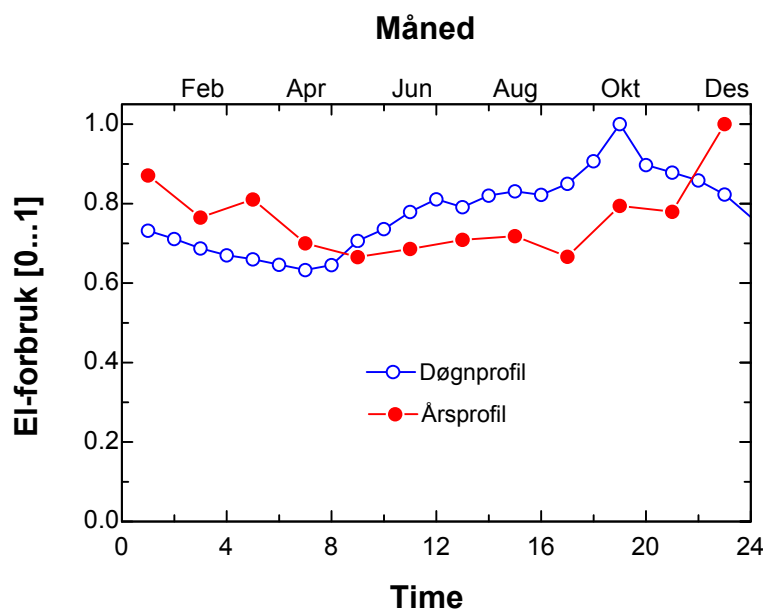
Figur 52 Normalisert døgntprofil for Færøyene; el-forbruk per time basert på et forbruksmønster for en typisk privat husholdning på Færøyene [21].

Generering av lastprofiler

Lastprofilen benyttet i modelleringen og systemanalysen i dette studiet ble basert på ulike data fra Vest-Norden, ettersom det var vanskelig å få både gode værdata og energiforbruksdata på én og samme plass. Følgende generelle framgangsmåte for å generere lastprofiler for ulike steder i Vest-Norden ble utviklet i dette studiet:

1. En normalisert årsprofil (Figur 49) som representerer sesongvariasjonen i el-forbruket ble konstruert ved hjelp av flere år med energidata fra Grímsey, Island [20]. Formen på den gjennomsnittlige årsprofilen benyttet i dette studiet viser at energiforbruket er relativt stabilt over året; ca. 20% større energiforbruk i vinterhalvåret enn sommerhalvåret og en effekttopp i desember. Ettersom sesongvariasjonen er såpass svak kan man anta at denne profilen er representativ for steder som ikke benytter elektrisitet til oppvarmingsformål. Selv om årsprofilen i Figur 49 er basert på tall fra et øysamfunn på Island, så er det ikke helt usannsynlig at et øysamfunn på Færøyene eller et kystsamfunn på Sør-Grønland vil kunne ha omtrent samme profil, så lenge en ubetydelig liten andel av elektrisiteten benyttes til oppvarming.
2. To ulike normaliserte døgnprofiler ble generert. Utgangspunktet var et relativt stort øysamfunn på Island (Figur 51) og et mindre øysamfunn på Færøyene (Figur 52). Disse to profilene er svært forskjellige, spesielt forholdet mellom maksimums- og minimumseffekten, som var på ca. 2:1 for det store samfunnet, og 5:1 for det mindre samfunnet. (Dette er i samsvar med teorien, som viser at lasten alltid jevner seg ut i systemer med mange brukere). Begge profilene viser at lasten vokser utover dagen, med en effekttopp rundt klokken 20:00. Dette er også logisk.
3. Den normaliserte tidsserien som benyttes som input til simulatoren er et produkt av de normaliserte profilene beskrevet i punkt 1 og 2. Figur 53 kan benyttes for å finne en normalisert effekt (x_i) for en spesifikk time i året. For eksempel for å finne x_i for en dag i mai klokken 07:00, så tar man verdien for mai-måned ($x_{\text{måned}}=0.67$) og multipliserer denne med timeverdien for klokken 07:00 ($x_{\text{time}}=0.63$), og får resultatet ($x_i = x_{\text{måned}} \times x_{\text{time}} = 0.42$). Denne verdien er altså 42% av det maksimale energibehovet for en enkelt time i året. Det maksimale energibehovet for en time (dvs. gjennomsnittlig effektbehov) spesifiseres senere i simulatoren (Figur 38). Det betyr at dersom det maksimale effektbehovet spesifiseres til 100 kW, har man i dette tilfellet et estimert behov på 42 kW. Dette er før øvrig den minste timeverdien som er mulig å oppnå med dataene i Figur 53.

Den framgangsmåten som er skissert ovenfor gjør det mulig å utføre simuleringer der man ikke har god tilgang på detaljerte data (timeverdier), og gjør det lettere å sammenligne resultater fra et sted i Vest-Norden til et annet. Det bør imidlertid gjøres oppmerksom på at det alltid vil være stor usikkerhet rundt døgnprofilen, ettersom formen på denne er sterkt avhengig av det lokale forbruksmønsteret og antall brukere, og vil derfor variere sterkt fra sted til sted. (Dette har, som nevnt, størst betydning i forbindelse med dimensjoneringen av de kraftproduserende enhetene). Derfor bør man i størst mulig grad benytte seg av reelle tidsserier.



Figur 53 Normaliserte døgn- og årsprofiler for et typisk øysamfunn i Vest-Norden. Årsprofilen er hentet fra Figur 49 og døgnprofilen fra Figur 51.

I dette studiet ble det antatt at årsprofilen for el-forbruket er lik for hele regionen. (Det bør her også påpekes at årsprofilen for varmebehovet blir i mye større grad påvirket av værforholdene over året). Dette er en grov antagelse, men har den fordel at det er enklere å sammenligne resultater fra ett sted til et annet. For en gitt lastprofil er effektbehovet for de kraftproduserende komponentene i stor grad gitt, mens størrelsen på energilagrene (primært diesel og hydrogen i dette studiet) er svært avhengig av de naturlige energiressursen (primært vindenergi og evt. solenergi) på stedet.

Det er viktig å merke seg at dersom forholdet mellom maksimum og minimum effektbehov for en typisk dag er høyt, og man i tillegg har en svært fluktuerende energiressurs (f.eks. vindenergi), kan dette by på store utfordringer for kraftforsyningssystemet. I slike situasjoner vil et elektrisk energilager (batterier og/eller hydrogen-anlegg) være fordelaktig. Tidligere erfaringer [22] viser at denne problemstillingen er svært aktuell

for frittstående distribuerte småskalaanlegg, men kan også være aktuell for større integrerte anlegg.

Ettersom man i dette prosjektet først og fremst ønsket å fokusere på lokalsamfunn av en viss størrelse, og faktisk hadde tilgang på driftsdata fra Grimsey, Island, ble en reell tidsserie (Figur 50), benyttet i simuleringsarbeidet. Dersom man i framtiden ønsker å kjøre simuleringer for mindre anlegg, må man enten skaffe en ny reell tidsserie eller generere en ny tidsserie ved hjelp av Figur 52 og metoden beskrevet ovenfor.

Systemkostnader

Tidligere markedsstudier (EU-prosjekt) av autonome hydrogenanlegg basert på vind- og eller solenergi viser at investeringskostnadene for den alternative energiteknologien, og spesielt hydrogenkomponentene, fortsatt er svært høye sammenlignet med tradisjonelle dieselaggregater [22]. Tabell 4 gir en oversikt på levetid og investerings- og driftskostnader for nøkkelkomponentene i de anlegg som ble analysert i denne studien. Det bør her nevnes at de lineære funksjonene for investeringskostnaden oppgitt i Tabell 4 ($I_0 = A \cdot x + B$) kun er gyldig for et relativt lite område.

Tabell 4 Levetid og investerings- og driftskostnader for de viktigste systemkomponentene (basert på [22]).

Komponent	Gyldighetsområde		Investeringskostnad, I_0		Driftskostnader	Levetid
	x	Enhet	A	B	C	N
Vindmølle	15-200	kW	0	1500	1.5	30
Solceller	>0.1	kW	0	6000	0.0	30
Elektrolyser	10-500	kW	0	2000	2.0	20
Brenselcelle	5-50	kW	0	3000	2.5	10
Hydrogenlager [†]	5-10000	Nm ³	2500	40	0.5	20
Dieselaggregat	5-50	kW	6000	140	2.0*	6

Merknader:

$I_0 = A \cdot x + B$ = investeringskostnad, €

x = Verdi i gyldighetsområdet

A = Fast kostnad, €

B = Variable kostnad, €/enhet

C = Andel av investering, %

N = Levetid på komponent, år

[†] = Hydrogenlager ved 200 bar (energitetthet for hydrogen = 3.5 kWh/Nm³)

* = Dieselforbruk ikke medregnet (resultat fra systemsimuleringene)

I tillegg til levetid og investerings- og driftskostnadene i Tabell 4, ble følgende verdier for de globale økonomiske parametere benyttet:

- rente: $i = 6\%$
- total levetid for systemet: $N_{\text{sys}} = 20$ år
- dieselpri: $C_{\text{diesel}} = 0.25$ €/liter

Det bør bemerkes at verdien for dieselpriisen er kun et estimat basert på tilbakemeldinger fra ulike lokale aktører, og er mer eller mindre en slags gjennomsnittlig Vestnordisk samfunnsøkonomisk dieselpriis. I den påfølgende systemanalysene ble det derfor foretatt en følsomhetsanalyse med hensyn på dieselpriisen.

Hovedformålet med den tekno-økonomiske delen av dette studiet var å finne mulighetene for fornybar energi og hydrogen. Ettersom det tross alt knytter seg en god del usikkerhet rundt de økonomiske parametrene var det naturlig å benytte en relativt enkel økonomisk modell som kun tok hensyn til levetid og investerings- og driftskostnadene til nøkkelkomponentene for en gitt systemkonfigurasjon.

Økonomimodellen regner ut en total energipris (€/kWh) basert på et årlig elektrisk energiforbruk (kWh) og diskonterte verdier for investerings- og driftskostnadene (€) for de største systemkomponentene. For en gitt applikasjon med en kjent lastprofil er det enkelt å estimere hoveddelen av det årlig elektrisk energiforbruket (integralet av sluttbrukerens kraftforbruk). I tillegg kommer energiforbruket for de ulike hjelpesystemene (spesielt til hydrogenanlegget), som regnes ut i systemsimuleringene. Et annet viktig resultat fra systemsimuleringene er design av anlegget, nærmere bestemt de spesifikke komponentstørrelsene.

Det viktig å minne om at de absolutte tallene i de økonomiske utregningen brukes med forsiktighet, ettersom ikke alle drifts- og investeringskostnadene er inkludert. I denne studien ble den utregnede energiprisen først og fremst benyttet som et grovt estimat og en indikator når man skulle sammenlikne ulike systemkonfigurasjoner eller design, og for å utføre følsomhetsanalyser med hensyn på lokalisering av et mulig demonstrasjonsanlegg.

Systemanalyse

Hovedformålet med systemanalysen i dette studiet var å kartlegge mulighetene for autonome anlegg basert på fornybar energi og hydrogen. Dette kapittelet inneholder resultatene fra de detaljerte simuleringene av systemkonfigurasjon 1 og 2 (Figur 35 og Figur 36). Inngangsdataene og de økonomiske parameteren til simuleringene er beskrevet i detalj i kapitlet ovenfor.

Designparametere

Det finnes en rekke fysiske, tekniske og økonomiske parametere som alle vil påvirke det endelige design av et fornybar (vind og sol) hydrogen demonstrasjonsanlegg i Vest-Norden.

De viktigste fysiske parametere er det lokale klimaet (sol- og vindforhold) og energibruken. Det betyr at stedsvalg er den mest gjennomgripende parameter. I de detaljerte systemsimuleringen utført i dette studiet ble det fokusert på kun tre ulike steder i Vest-Norden: Svínoy (Færøyene), Nanortalik (Grønland) og Grímsey (Island). Årsaken til dette var først og fremst at tilgangen på representative værdata og lastprofiler for disse stedene var bedre enn på andre steder. Det bør bemerkes her at med den systemsimulatoren som ble utviklet for dette studiet er det godt mulig å utføre liknende studier for andre steder uten alt for mange endringer (kun endringer på inngangsdataene). Ytterligere systemstudier foreslås for påfølgende studier etter hvert som mer detaljert informasjon for andre steder i Vest-Norden blir skaffet til veie.

En annen viktig fysisk parameter er det fundamentale valget av systemkonfigurasjon og tilhørende teknologi. I dette studiet ble kun systemkonfigurasjoner basert på diesel-, vindmølle-, solcelle- og hydrogenteknologi vurdert. Prinsippskisser av de systemene som ble analysert i detalj er gitt i Figur 35 og Figur 36, mens de karakteristiske egenskapene for nøkkelkomponentene er gitt i Figur 29 til Figur 34.

Stedsvalg og systemkonfigurasjon er de to fysiske parameterne som i størst grad påvirker den endelige tekniske systemløsningen, ettersom disse to parameterne har direkte sammenheng med henholdsvis værdata og lastprofil og valg av teknologi. Dersom man endrer på noe her, endrer man på noe helt fundamentalt.

For å evaluere mulige design for et spesifikt sted (med gitte værdata og lastprofiler) kan man benytte et sett med spesifikke tekniske og økonomiske parametere. I de detaljerte systemsimuleringen utført i dette studiet ble de økonomiske parameterne i Tabell 4 benyttet som referanse-

verdier, mens de tekniske parameterne ble forenklet til størrelser og kapasiteter for de ulike komponentene i systemet. Tabell 5 gir en oversikt over symbolbruken for nøkkelparameterne og hovedresultatene som ble vurdert i den tekniske delen av systemanalysen.

Det bør her påpekes at hovedresultatene i Tabell 5 må tolkes og sees i sammenheng. Den totale investeringskostnaden (C_{tot}) og energikostnaden (COE) bør f.eks. alltid sees i sammenheng med systemvirkningsgrad (η_{sys}) og utnyttelsesgraden av fornybar energi ($f_{\text{RE/last}}$). Det bør også påpekes at C_{tot} og COE i Tabell 5 er kun basert drifts- og investeringskostnadene for hovedkomponentene i systemkonfigurasjon 1 og 2 (Figur 35 og Figur 36). I praksis, og spesielt i et demonstrasjonsprosjekt, vil det alltid være en god del ekstrakostnader forbundet med planlegging, transport og montering av utstyr osv. Disse ekstrakostnadene er ikke inkludert i C_{tot} og COE Tabell 5, men er i stedet tatt hensyn til i de separate økonomiske følsomhetsanalysene nedenfor.

Tabell 5 Symboler for nøkkelparametere og hovedresultater i systemsimuleringene.

Symbol	Enhet	Beskrivelse
Parametere:		
P_{last}	KW	Maksimal* last hos sluttbruker
P_{vind}	KW	Nominell* (maks.) effekt for vindmølle
P_{diesel}	KW	Nominell (maks.) effekt for dieselaggregat
P_{FC}	KW	Nominell (maks.) effekt for brenselcelle [FC = Fuel Cell]
P_{ely}	KW	Nominell (maks.) effekt for elektrolyser [ely = electrolyzer]
V_{H_2}	m ³	Fysisk størrelse (volum) på hydrogenlager
Resultater:		
E_{vind}	MWh/år	Total energiproduksjon fra vindmølle
E_{PV}	MWh/år	Total energiproduksjon fra solceller
E_{diesel}	MWh/år	Total energiproduksjon fra dieselaggregat
E_{FC}	MWh/år	Total energiproduksjon fra brenselcelle
E_{last}	MWh/år	Totalt energiforbruk hos sluttbruker
E_{ely}	MWh/år	Totalt energiforbruk i elektrolyser
E_{dump}	MWh/år	Total mengde med energi som dumpes (ikke nyttbar energi)
V_{diesel}	liter/år	Dieselforbruk for hybridanlegg (vind/PV, H ₂ og diesel)
$V_{\text{diesel,ref}}$	liter/år	Diesel forbruk for referanseanlegg (kun diesel)
η_{sys}	%	Systemvirkningsgrad (elektrisk)
$f_{\text{RE/last}}$	%	Andel av last fornybar energi og totalt energiforbruk hos sluttbruk [RE = Renewable Energy]
f_{RE}	%	Utnyttelsesgraden av fornybar energi
C_{tot}	€	Total investeringskostnad (nåverdi)
COE	€/kWh	Energikostnad for hybridanlegg [COE = Cost of Energy]
COE_{ref}	€/kWh	Energikostnad for referanseanlegg (kun diesel)

Merknader:

* = Alle maksimale og nominelle verdier for effekt er basert på timeverdier for energiforbruk (kWh per time), og ikke reelle effektopper (kW)

Basisstudium

Dette avsnittet inneholder simuleringsresultater for et vind/diesel/hydrogen-anlegg plassert på et svært vindfullt sted i Vest-Norden. Systemsimuleringene nedenfor ble basert på vinddata ekstrapolert fra Mykines fyr på Færøyene (Figur 42), og representerer i så måte bort i mot en optimal plassering med hensyn på vindenergi (årsmiddel på ca. 11 m/s). Den normaliserte lastprofilen benyttet nedenfor (og i alle påfølgende avsnitt) var basert på en reell tidsserie fra Grímsey på Island (Figur 50), mens det maksimale effektbehovet ble vilkårlig satt til 50 kW. Denne lastprofilen bør derfor kunne skaleres opp til å gjelde større flerbrowsersystemer.

Tidligere systemstudier utført ved IFE viser at man bør overdimensjonere vindmøllen i et vind/hydrogen-anlegg, ettersom dette vil sikre regelmessig og jevn drift av elektrolyseren. De to befaringene på Færøyene og Grønland viste at de topografiske forholdene i Vest-Norden kan gjøre transport av stort materiell vanskelig. En vindmølle på 230 kW med en navhøyde kun på 36 meter ble derfor valgt som utgangspunkt for systemsimuleringene. For øvrig kan det nevnes at 50 kW er en realistisk nominell effekt for et PEM brenselcellesystem i nær framtid.

Figur 54 viser generelle trender for hvordan endringer i komponentstørrelser (tekniske parametere) typiske kan påvirke vind/diesel/hydrogen-anleggets ytelse (η_{sys} og $f_{\text{RE/last}}$), dieselforbruk (V_{diesel}) og økonomi (C_{tot} og COE), mens Tabell 6 gir de samme resultatene i detalj.

Hovedkonklusjonen fra Figur 54 og Tabell 6 er at, for en gitt last- og vindprofil, vil dieselforbruket kunne reduseres til nesten 10% av det opprinnelige forbruket ($V_{\text{diesel,ref}}$), dersom man erstatter det opprinnelige dieselanlegget (50 kW) med et stort vind/hydrogen/diesel-anlegg (50 kW brenselcelle og 5 kW dieselaggregat). Et slikt anlegg vil ha en høy andel med fornybar energi, og vil kunne utnytte hele 87% av den lokale vindenergiressursen. Ulempen med denne systemløsningen er den relativt høye energiprisen ($COE = 0.328$ €/kWh) for vind/hydrogen/diesel-anlegget, som er mer en 3 ganger så høyt som for et tradisjonelt anlegg som kun kjører på diesel ($COE_{\text{ref}} = 0.096$ €/kWh). Denne prisen kan imidlertid reduseres noe dersom man velger et noe mindre hydrogenanlegg, men da vil dieselforbruket øke og utnyttelsen av den lokale vindressursen reduseres. Systemvirkningsgraden (η_{sys}) ligger jevnt på rundt 20%.

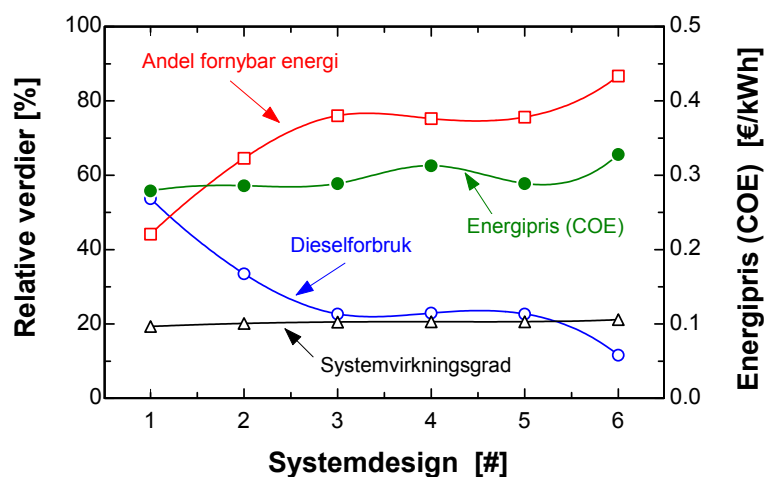
Avgjørelsen om hva som er et teknisk-økonomisk optimalt system er derfor et sammensatt spørsmål, som kommer an på hva som bør legges mest vekt på: miljøet (lavt dieselforbruk) eller økonomien (lav energipris). I tillegg kommer rent tekniske, praktiske og driftsmessige forhold. I et hydrogenanlegg er det f.eks. viktig at elektrolyseren og brenselcellen ikke slår seg av og på for ofte fordi dette sliter unødig på komponentene.

Figur 55 og Figur 56 viser typiske distribusjonskurver for antall driftstimer for de ulike komponentene i et vind/diesel/hydrogen-anlegg med brenselcellestørrelser på henholdsvis 25 kW og 50 kW. Figur 57 og Figur 58 viser, for de samme to systemdesign (systemdesign 1 og 6 i Tabell 6), litt flere detaljer vedrørende utviklingen i hydrogenlageret (fyllingsgraden), og hvordan driften av brenselcellen forløper seg over året.

Det bør minnes om at simuleringene ble basert på svært gunstige vindforhold. Det bør også påpekes at de økonomiske parameterne og drifts- og investeringskostnadene for de ulike systemkomponentene, spesielt logistikkostnadene og dieselpriisen, vil variere fra sted til sted. Det er derfor helt nødvendig å foreta følsomhetsanalyser med hensyn på både klima, teknologi og økonomiske parametere.

I tre påfølgende avsnittene følger resultater fra følsomhetsanalyser med hensyn på:

- Stedsvalg: varierende vinddata for 3 ulike steder i Vest-Norden
- Systemkonfigurasjon: vind/diesel/H₂-anlegg kontra vind/PV/diesel/H₂-anlegg
- Økonomi: dieselkostnader, diverse ekstrakostnader og levetid på brenselceller



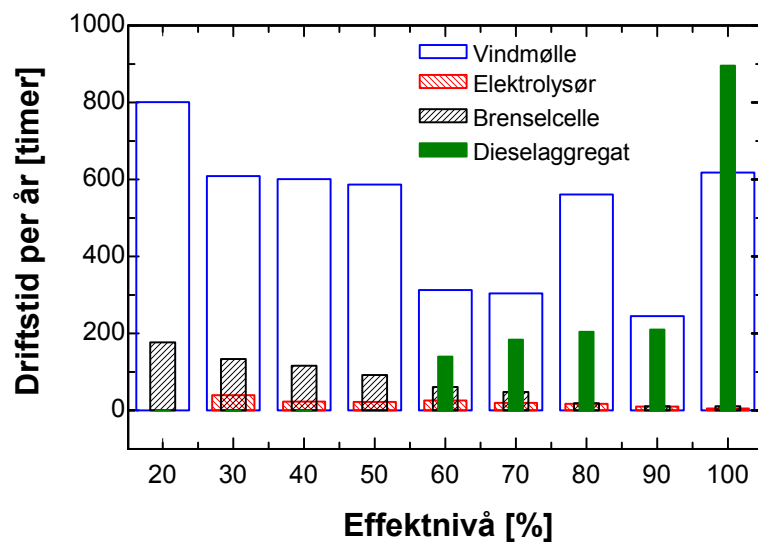
Figur 54 Trender ved økende andel av fornybar energi og hydrogen i et vind/diesel/hydrogen-anlegg basert på vinddata fra et særdeles vindfullt sted i Vest-Norden (Mykines Fyr, Færøyene). Systemdesign 1: $P_{FC} = 25 \text{ kW}$ og $P_{diesel} = 25 \text{ kW}$. Systemdesign 6 $P_{FC} = 50 \text{ kW}$ og $P_{diesel} = 5 \text{ kW}$. (Flere detaljer i Tabell 6).

Tabell 6 Resultater for ulike komponentstørrelser basert på vinddata fra Mykines Fyr, Færøyene.

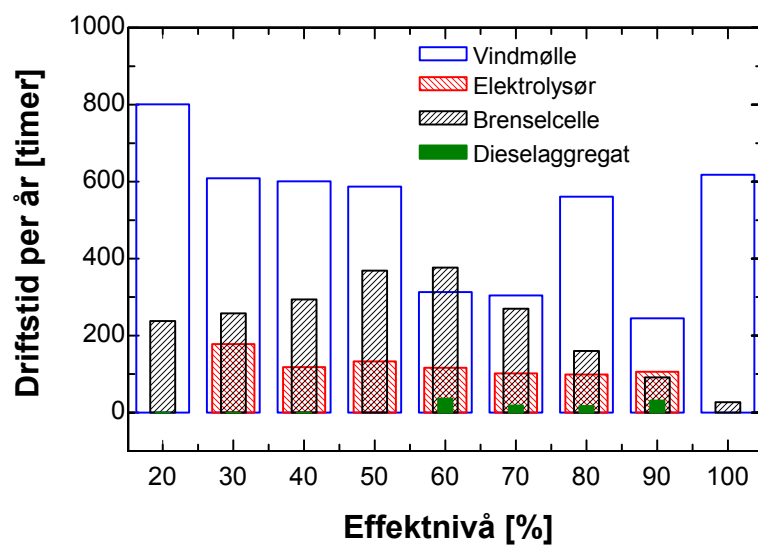
Symbol	Enhet	Systemdesign					
		1	2	3	4	5	6
Komponentstørrelser:							
P_{diesel}	kW	25	15	10	10	10	5
P_{FC}	kW	25	35	40	40	40	50
P_{ely}	kW	50	50	50	75	50	75
V_{H_2}	m ³	10	10	10	10	15	20
Resultater:							
E_{diesel}	MWh/år	124	78	53	54	53	27
E_{FC}	MWh/år	23	40	51	56	51	72
E_{ely}	MWh/år	73	131	168	197	170	254
E_{dump}	MWh/år	903	816	764	742	763	674
V_{diesel}	liter / år	40484	25246	17104	17286	17104	8749
η_{sys}	%	19	20	21	21	21	21
$f_{\text{RE/last}}$	%	44	65	76	75	76	87
f_{RE}	%	9	14	16	16	16	19
C_{tot}	€	532400	561000	575300	625300	575500	655000
COE	€/kWh	0.279	0.286	0.289	0.313	0.289	0.328

Merknader:

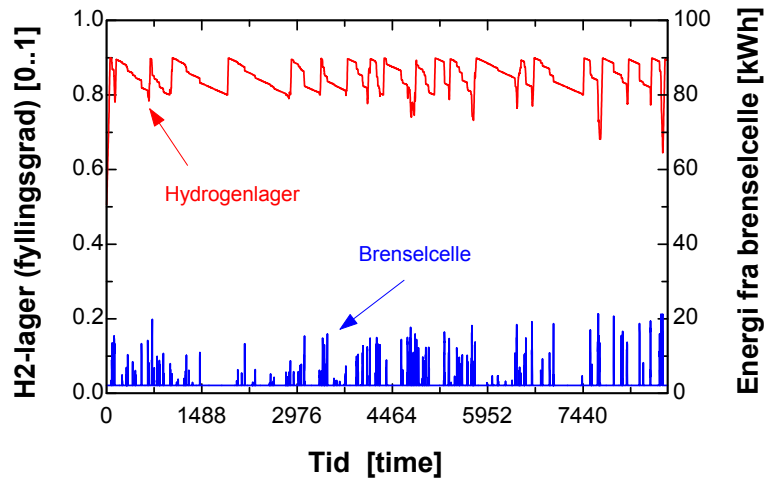
Vindprofil: Figur 42 (Mykines Fyr, Færøyene) og $P_{\text{vind}} = 230 \text{ kW} \rightarrow E_{\text{vind}} = 1055 \text{ MWh/år}$ Lastprofil: Figur 50 (Grímsey, Island) og $P_{\text{last}} = 50 \text{ kW} \rightarrow E_{\text{last}} = 226 \text{ MWh/år}$ Referanseanlegg: $V_{\text{diesel,ref}} = 75380 \text{ liter/år} \rightarrow \text{COE}_{\text{ref}} = 0.096 \text{ €/kWh}$



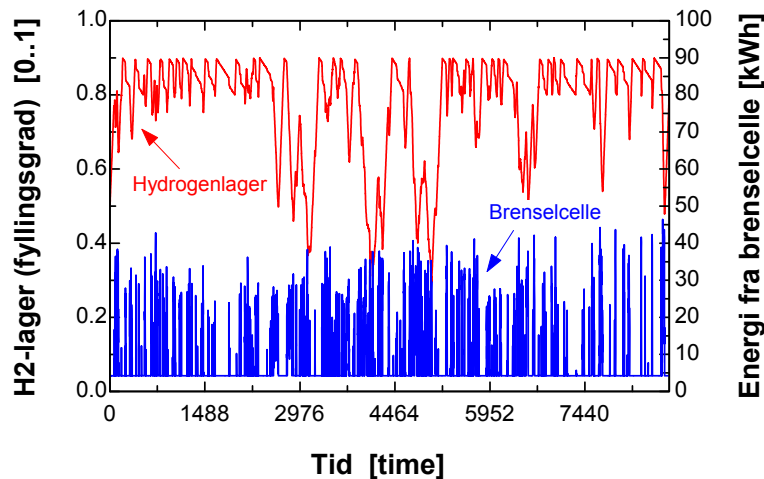
Figur 55 Driftstid for nøkkelkomponentene i et vind/diesel/hydrogen-anlegg med $P_{FC} = 25 \text{ kW}$ og $P_{diesel} = 25 \text{ kW}$ (systemdesign 1 i Tabell 6)



Figur 56 Driftstid for nøkkelkomponentene i et vind/diesel/hydrogen-anlegg med $P_{FC} = 50 \text{ kW}$ og $P_{diesel} = 5 \text{ kW}$ (systemdesign 6 i Tabell 6).



Figur 57 Fyllingsgrad i hydrogenlager og drift av Brenselcelle i et vind/diesel/hydrogen-anlegg med $P_{FC} = 25 \text{ kW}$ og $P_{diesel} = 25 \text{ kW}$ (systemdesign 1 i Tabell 6).



Figur 58 Fyllingsgrad i hydrogenlager og drift av Brenselcelle i et vind/diesel/hydrogen-anlegg $P_{FC} = 50 \text{ kW}$ og $P_{diesel} = 5 \text{ kW}$ (systemdesign 1 i Tabell 6).

Følsomhetsanalyse med hensyn på stedsvalg

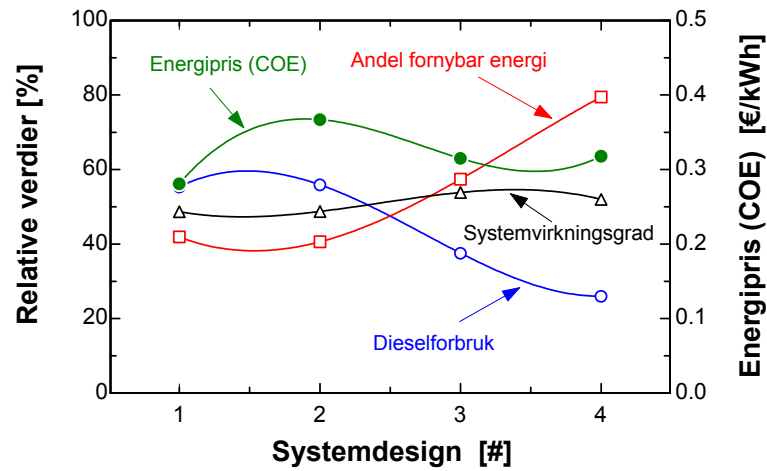
Figur 59 og Tabell 7 viser hvordan endringer i komponentstørrelser påvirker ytelsen (η_{sys} og $f_{RE/last}$), dieselforbruk (V_{diesel}) og økonomi (C_{tot} og COE) for et vind/diesel/hydrogen-anlegg lokalisert i Nanortalik, Grønland, et sted med relativt svake vindressurser (Figur 44). De tilsvarende resultatene for Grímsey, Island, en plass med svært gode vindressurser, er gitt i Figur 61 og Tabell 8. Alle resultatene i Figur 59 og Figur 61 (og tilhørende tabeller) ble basert på nøyaktig samme vindmølle (230 og last-profil (maks. 50 kW) som i basisstudiet beskrevet ovenfor.

Hovedkonklusjonen fra Nanortalik-beregningene (Figur 59 og Tabell 7) er at lokalisering på et sted med svake og sterkt sesongvarierende vindressurser kan føre til et urealistisk stort hydrogenlager, spesielt dersom man ønsker å oppnå en relativt høy andel med fornybar energi i systemet (systemdesign 4, Tabell 7). Dette er i samsvar med teorien: sesonglagring av fornybar energi i form av hydrogen er kostbart. For anlegg som tar unna mye av grunnlasten med et dieselaggregat er ikke behovet for et stort hydrogenlager like stort (systemdesign 1, Tabell 7). Behovet for et sesonglager er illustrert i Figur 60, som viser utviklingen av hydrogenfyllingsgraden for systemdesign 1 og 4.

En sammenlikning av alle vind/diesel/hydrogen-beregningene utført for Nanortalik med de utført for Færøyene og Grímsey viser at stedsvalg påvirker energiprisen noe, men kanskje ikke så mye som først antatt. Gjennomsnittlig $COE = \text{ca. } 0.30 \text{ €/kWh}$, og forskjellen på minste og største COE er kun på 30%. Dette er imidlertid et litt misvisende resultat. Et nærmere studie av tallene for Nanortalik (systemdesign 3 og 4, Tabell 7) viser at et anlegg med et relativt lite dieselaggregat fører til et hydrogenlager i størrelsesorden 100 m^3 , noe som er vanskelig å forestille seg implementert i praksis, og må derfor anses som høyst urealistiske.

Systemdesign 1 i Tabell 6, Tabell 7 og Tabell 8 gir en direkte sammenlikning av en gitt systemkonfigurasjon (alle komponentstørrelser gitt) lokalisert på tre ulike steder i Vest-Norden (Færøyene, Grønland og Island). Resultatene for systemdesign 1 viser at både energiprisen og dieselforbruket er omtrent det samme for alle stedene, henholdsvis $COE = \text{ca. } 0.28 \text{ €/kWh}$ og $V_{\text{diesel}} = \text{ca. } 41\,000 \text{ liter/år}$. Det betyr at dersom man velger en systemkonfigurasjon der dieselaggregatet tar mesteparten av grunnlasten gjennom året så er det mindre viktig å velge et sted med optimale vindenergiressurser. Det motsatte kan sies om et anlegg som primært baserer seg på vindenergi (systemdesign 4).

En direkte sammenlikning av anlegg der mesteparten av energibehovet blir dekket med vindenergi (enten direkte eller via hydrogensystemet) er vanskelig på grunn av de ulike vindforholdene på de utvalgte stedene i Vest-Norden. (Vindforholdene på Færøyene og Grímsey er ganske like, mens forholdene sørvest i Grønland er svært ulike de to andre stedene). En sammenlikning av systemdesign 6 i Tabell 6 (og eventuelt systemdesign 4 i Tabell 8) med systemdesign 4 i Tabell 7 (alle relativt store hydrogenanlegg) viser imidlertid tydelig at størrelsen på hydrogenlageret bare kan holdes på et realistisk lavt nivå dersom vindforholdene er jevnt gode over hele året. Et mål om å redusere dieselforbruket (V_{diesel}) til ca. 20% av det opprinnelige forbruket ($V_{\text{diesel,ref}}$) synes mest realistisk å oppnå for steder med gode vindressurser. Dersom slike anlegg skal møte en topplast $P_{\text{last}} = 50 \text{ kW}$ er det trolig tilstrekkelig med et hydrogenlager på $V_{\text{H}_2} = 10\text{--}20 \text{ m}^3$.



Figur 59 Trender ved økende andel av fornybar energi og hydrogen i et vind/diesel/hydrogen-anlegg lokalisert på en plass med svake vindressurser (Nanortalik, Grønland). Systemdesign 1: $P_{FC} = 25 \text{ kW}$ og $P_{\text{diesel}} = 25 \text{ kW}$. Systemdesign 4: $P_{FC} = 40 \text{ kW}$ og $P_{\text{diesel}} = 10 \text{ kW}$. (Flere detaljer i Tabell 7).

Tabell 7 Resultater for ulike komponentstørrelse basert på vinddata fra Nanortalik, Grønland.

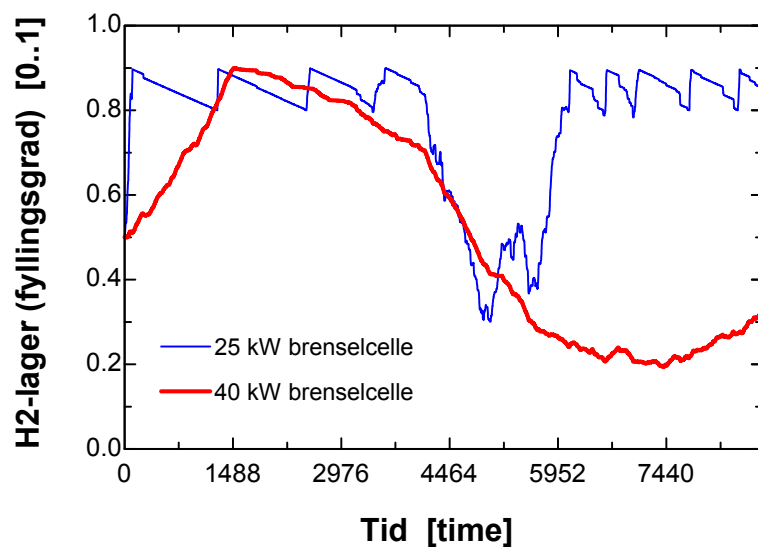
Symbol		Enhet	Systemdesign			
			1	2	3	4
Komponentstørrelser:						
P_{diesel}	kW	25	25	15	10	
P_{FC}	kW	25	50	35	40	
P_{ely}	kW	50	75	75	75	
V_{H_2}	m ³	10	20	100	200	
Resultater:						
E_{diesel}	MWh/år	130	132	91	64	
E_{FC}	MWh/år	21	41	48	66	
E_{ely}	MWh/år	67	122	161	190	
E_{dump}	MWh/år	196	163	90	52	
V_{diesel}	liter/år	41732	42139	28312	19586	
η_{sys}	%	49	49	54	52	
$f_{\text{RE}/\text{last}}$	%	42	41	57	79	
f_{RE}	%	28	27	38	53	
C_{tot}	€	532400	657800	614600	632900	
COE	€/kWh	0.281	0.367	0.315	0.318	

Merknader:

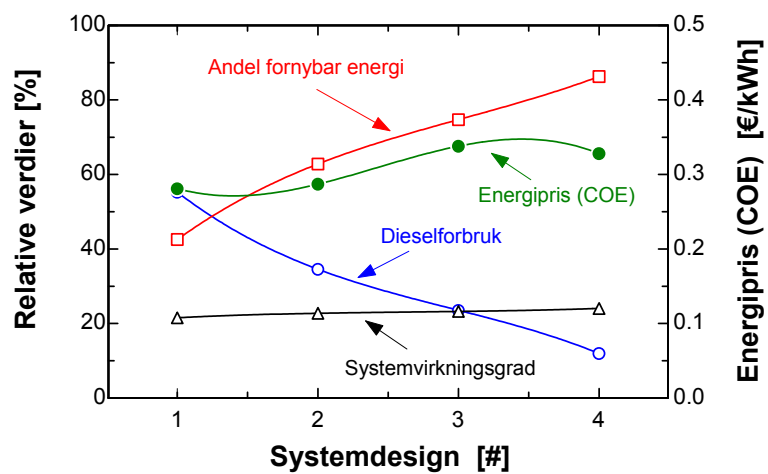
Vindprofil: Figur 44 (Nanortalik, Grønland) og $P_{\text{vind}} = 230 \text{ kW} \rightarrow E_{\text{vind}} = 338 \text{ MWh/år}$

Lastprofil: Figur 50 (Grimsey, Island) og $P_{\text{last}} = 50 \text{ kW} \rightarrow E_{\text{last}} = 226 \text{ MWh/år}$

Referanseanlegg: $V_{\text{diesel,ref}} = 75380 \text{ liter/år} \rightarrow \text{COE}_{\text{ref}} = 0.096 \text{ €/kWh}$



Figur 60 Fyllingsgraden i hydrogenlageret over året for to ulike vind/diesel/hydrogen-anlegg (systemdesign 1 og 4 i Tabell 7) lokalisert i Nanortalik, Grønland.



Figur 61 Trender ved økende andel av fornybar energi og hydrogen i et vind/diesel/hydrogen-anlegg lokalisert på en plass med svært gode vindressurser (Grimsey, Island). Systemdesign 1: $P_{FC} = 25 \text{ kW}$ og $P_{diesel} = 25 \text{ kW}$. Systemdesign 4: $P_{FC} = 50 \text{ kW}$ og $P_{diesel} = 5 \text{ kW}$. (Flere detaljer i Tabell 8).

Tabell 8 Resultater for ulike komponentstørrelser basert på vinddata fra Grímsey, Island.

Symbol	Enhet	Systemdesign			
		1	2	3	4
Komponentstørrelser:					
P_{diesel}	kW	25	15	10	5
P_{FC}	kW	25	35	50	50
P_{ely}	kW	50	50	75	75
V_{H_2}	m ³	10	15	30	50
Resultater:					
E_{diesel}	MWh/år	130	82	56	28
E_{FC}	MWh/år	24	45	70	82
E_{ely}	MWh/år	77	151	241	297
E_{dump}	MWh/år	774	673	582	511
V_{diesel}	liter/år	41658	26055	17746	9001
η_{sys}	%	22	23	23	24
$f_{\text{RE/last}}$	%	43	63	75	86
f_{RE}	%	10	15	18	21
C_{tot}	€	532400	561200	656100	656200
COE	€/kWh	0.281	0.287	0.338	0.328

Merknader:

Vindprofil: Figur 48 (Grímsey, Island) og $P_{\text{vind}} = 230 \text{ kW} \rightarrow E_{\text{vind}} = 924 \text{ MWh/år}$ Lastprofil: Figur 50 (Grímsey, Island) og $P_{\text{last}} = 50 \text{ kW} \rightarrow E_{\text{last}} = 226 \text{ MWh/år}$ Referanseanlegg: $V_{\text{diesel,ref}} = 75380 \text{ liter/år} \rightarrow \text{COE}_{\text{ref}} = 0.096 \text{ €/kWh}$

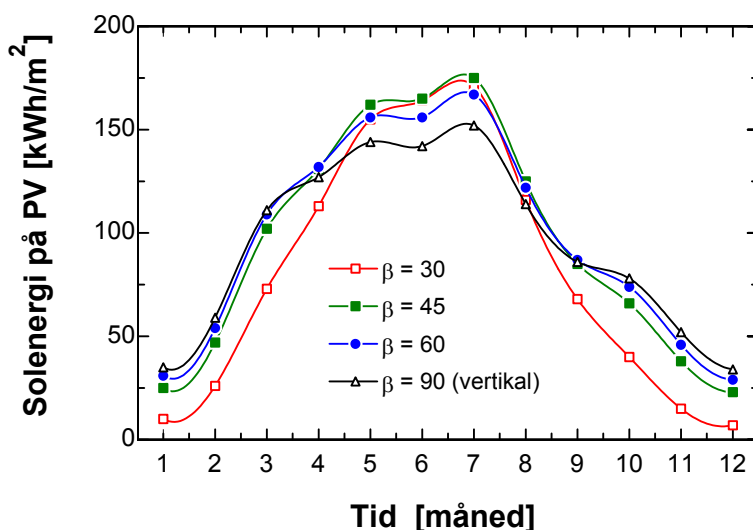
Følsomhetsanalyse med hensyn på systemkonfigurasjon

Værdataene for Nanortalik (Figur 45) indikerte at sol- og vindenergiprofilene i teorien bør kunne utfylle hverandre godt; i de 3-4 sommermånedene når det ikke er særlig gode vindhastigheter er det relativt godt med solinnstråling.

I praksis vil det være vanskelig å dimensjonere et PV-anlegg som fullt ut utfyller en vindmølle fordi dette vil kreve svært store PV-arealer. Et PV-anlegg har som oftest en virkningsgrad på rundt 10-15%. Det betyr at PV-panelet, på en god sommerdag med en solinnstråling rundt 800-1000 W/m², produserer ca. 100 W/m². Det betyr igjen at et 10 kW PV-anlegg typiske vil kreve et areal på ca. 100 m². I tillegg må man ta hensyn til at investeringskostnadene for et solcelleanlegg er omtrent 4 ganger høyere enn et vindmølleanlegg (Tabell 4).

På grunn av de svake vindressursene i Nanortalik i sommerhalvåret bør likevel mulighetene for solenergi undersøkes, dersom man ønsker en høy andel med fornybar energi og en betydelig reduksjon i dieselforbruket. Tabell 3 og Figur 46 viser inngangsdataene for solinnstrålingen benyttet i simuleringene (vind- og lastprofilene er det samme som i Nanortalik-analysen ovenfor). Figur 62 viser hvordan ytelsen til et solenergi-anlegg blir påvirket av hellingsvinkelen (β). Den optimale hellingsvinkelen er $\beta = 45^\circ$, fordi dette gir maksimal utnyttelse av solener-

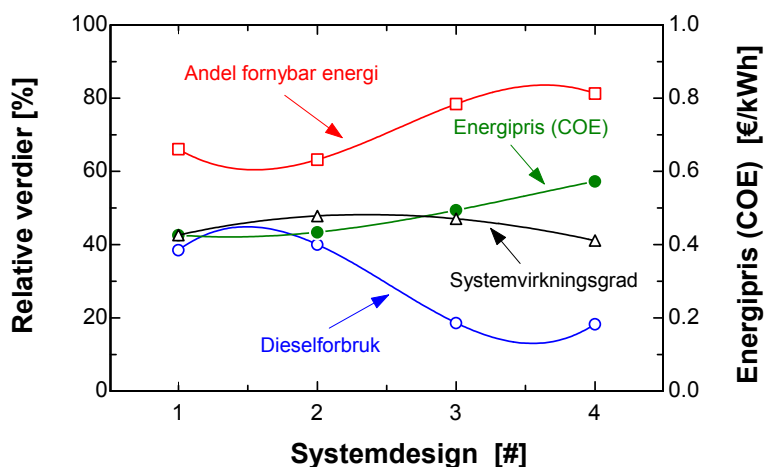
gi i de månedene der vinden er fraværende. Det bør påpekes at resultatene i Figur 62 er uavhengig av solenergiteknologi, og gjelder både for elektriske- og termiske solenergianlegg. Den optimal hellingsvinkelen for en solfanger er avhengig av den termiske lastprofilen.



Figur 62 Solenergipotensial for PV-paneler med 4 ulike hellingsvinkler β (vinkel mot horisontal flate) basert på solinnstrålingsdata i Tabell 3 (Nanortalik, Grønland)

Figur 63 og Tabell 9 viser hovedresultatene for et vind/PV/diesel/hydrogen-anlegg lokalisert i Nanortalik. Konklusjonen er at investeringskostnadene og energiprisen for et slikt anlegg ligget jevnt mye høyere ($COE = 0.4 - 0.6$ €/kWh) enn for et vind/diesel/hydrogen-anlegg ($COE = \text{ca. } 0.3$ €/kWh). For å oppnå en dieselreduksjon på rundt 20% må PV-anlegget være i størrelsesorden 100 kW, selv med et 50 m³ hydrogenlager (systemdesign 3 i Tabell 9).

Det finnes imidlertid muligheter for et mindre PV-anlegg dersom man kan godta en litt mindre andel med fornybar energi og et litt større dieselforbruk. Tar man utgangspunkt i et vind/diesel/hydrogen-anlegg med $P_{\text{vind}} = 230$ kW, $P_{\text{diesel}} = 25$ kW og $P_{\text{FC}} = 50$ kW (systemdesign 2, Tabell 7), og legger til $P_{\text{PV}} = 50$ kW så reduseres dieselforbruket fra 42000 liter/år til 30000 liter/år. Mye av denne reduksjonen skyldes færre driftstimer på dieselaggregatet i sommerhalvåret. Det betyr at man har en ekstra lokal miljøgevinst fordi man slipper å høre et støyende dieselaggregat på solrike og vindstille dager.



Figur 63 Trender ved økende andel av fornybar energi og hydrogen i et vind/PV/diesel/hydrogen-anlegg lokalisert på en plass med svake vindressurser (Nanortalik, Grønland). Systemdesign 1: $P_{FC} = 25 \text{ kW}$ og $P_{diesel} = 25 \text{ kW}$. Systemdesign 4: $P_{FC} = 50 \text{ kW}$ og $P_{diesel} = 10 \text{ kW}$. (Flere detaljer i Tabell 7).

Tabell 9 Resultater for ulike komponentstørrelse basert på vind- og solinnstrålings-data fra Nanortalik, Grønland.

data for Parameter Estimation

Symbol	Enhet	Systemdesign			
		1	2	3	4
Komponentstørrelser:					
P_{PV}	kW	100	50	100	150
P_{diesel}	kW	25	25	10	10
P_{FC}	kW	25	50	50	50
P_{ely}	kW	50	75	75	75
V_{H_2}	m ³	10	20	50	20
Resultater:					
E_{PV}	MWh/år	107	54	107	161
E_{diesel}	MWh/år	75	80	40	39
E_{FC}	MWh/år	21	40	60	59
E_{ely}	MWh/år	65	120	196	186
E_{dump}	MWh/år	251	165	123	185
V_{diesel}	liter/år	29017	30178	14036	13767
η_{sys}	%	43	48	47	41
$f_{RE/last}$	%	66	63	78	81
f_{RE}	%	33	36	39	35
C_{tot}	€	1132000	957800	1257000	1556000
COE	€/kWh	0.426	0.434	0.494	0.573

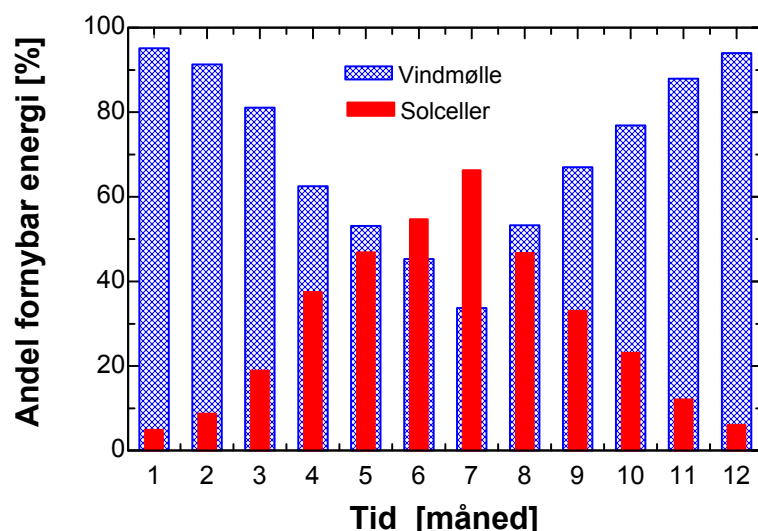
Merknader:

Vindprofil: Figur 44 (Nanortalik, Grønland) og $P_{vind} = 230 \text{ kW} \rightarrow E_{vind} = 338 \text{ MWh/år}$

Solinnstråling: Tabell 3 (Nanortalik, Grønland) og $\beta = 45 \rightarrow E_{PV} = 1160 \text{ kWh/m}^2/\text{år}$

Lastprofil: Figur 50 (Grimsey, Island) og $P_{last} = 50 \text{ kW} \rightarrow E_{last} = 226 \text{ MWh/år}$

Referanseanlegg: $V_{diesel,ref} = 75380 \text{ liter/år} \rightarrow COE_{ref} = 0.096 \text{ €/kWh}$



Figur 64 Månedlig energiproduksjon fra vindmølle og solceller i et vind/PV/diesel/hydrogen-anlegg med $P_{\text{vind}} = 230 \text{ kW}$ og $P_{\text{PV}} = 100 \text{ kW}$ (systemdesign 3, Tabell 9), basert på værdata fra en plass med sterkt sesongavhengige vind- og solenergiressurser (Nanortalik, Grønland).

Følsomhetsanalyse med hensyn på økonomi

I dette avsnittet foretas det følsomhetsanalyser med hensyn på følgende økonomiske parametere:

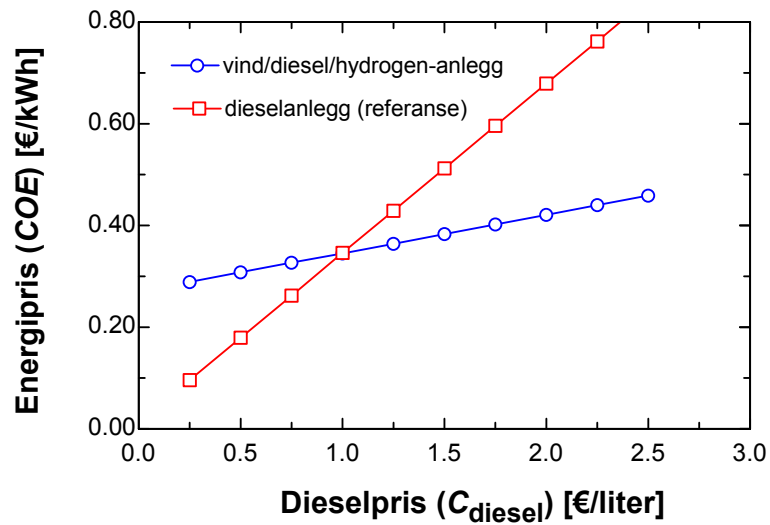
- dieselkostnader: C_{diesel} (€/liter)
- ekstrakostnader: f_{ekstra} (%)
- levetid på brenselceller: N_{FC} (år)

Alle følsomhetsanalysene (Figur 65 til Figur 67) tok utgangspunkt i et middels stort vind/diesel/hydrogen-anlegg med en relativt høy andel fornybar energi ($f_{\text{RE/last}} = 60\%$) og lavt dieselforbruk (1/3 av dieselforbruket i referanseanlegget) (systemdesign 3 i Tabell 6).

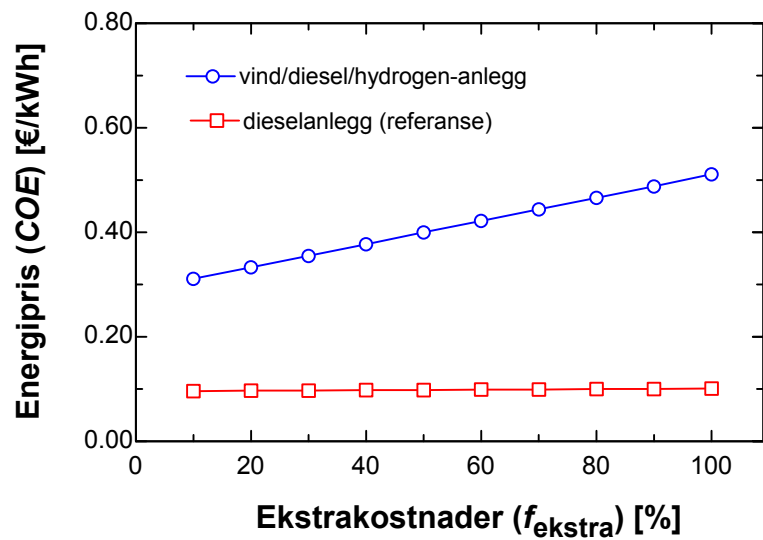
Figur 65 viser at dersom dieselprisen firedobles fra 0.25 til 1.0 €/liter så konkurrerer vind/diesel/hydrogen-anlegg med anlegg basert kun på dieselaggregater.

Figur 66 viser energiprisen for vind/diesel/hydrogen- og referanseanlegget som en funksjon av ekstrakostnader forbundet med prosjektplanlegging, installasjon, transport av materiell. Tidligere erfaringer med sol- og vind hydrogenanlegg viser at ekstrakostnadene ofte kommer opp i 100% av de totale investeringskostnadene for hovedkomponentene, dvs. $f_{\text{ekstra}} = 100\%$, som gir $\text{COE} = 0.511 \text{ €/kWh}$.

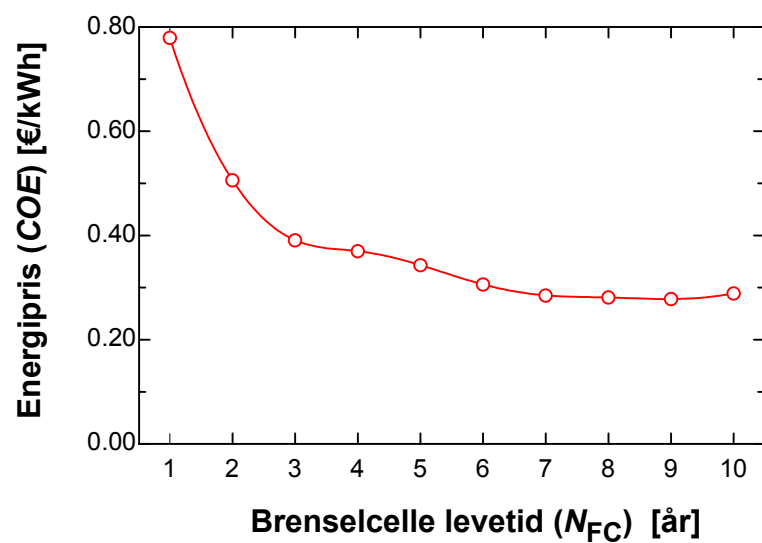
Figur 67 viser at brenselcellen bør ha en levetid på minst 3 år for å oppnå en akseptabel energipris på $\text{COE} = \text{ca. } 0.40 \text{ €/kWh}$.



Figur 65 Utviklingen i energiprisen for vind/diesel/hydrogen-anlegg (COE) og diesel referanseanlegg (COE_{ref}) ved økende dieselpriis (C_{diesel}).



Figur 66 Utviklingen i energiprisen for vind/diesel/hydrogen-anlegg (COE) og diesel referanseanlegg (COE_{ref}) ved økende ekstrakostnader (f_{ekstra}).



Figur 67 Utviklingen i energiprisen for et vind/diesel/hydrogen-anlegg (COE) ved økende levetid for brenselcellen (N_{FC}).

Konklusjoner og anbefalinger

Dette kapittelet gir et sammendrag av energiforsyningen i Vest-Norden, hovedresultatene fra den detaljerte tekniske systemanalysen, forslag til en beslutningsmodell og utvelgelseskriterier for et demonstrasjonsanlegg og anbefalinger for videre arbeid.

Energiforsyning i Vest-Norden

På grunn av de store avstandene og den lave befolkningstettheten er det mange byer og bygder i Vest-Norden som har sin egen kraft- og varme-produksjon uten å være tilkoblet et sammenhengende transmisjonsnett.

Denne såkalte ø-drift situasjonen forekommer i særlig stor grad på Grønland, hvor alle byer og bygder er fullstendig avhengig av egen lokal kraftproduksjon uten å være sammenkoblet med andre produksjonsenheter. På Færøyene er det også en rekke bygder, ikke minst på de mindre øyene, som har sin egen kraftproduksjon. Forskjellen sammenlignet med Grønland er at flere av disse bygdene på Færøyene er forbundet med en sjøkabel fra hovedtransmisjonsnettet. På Island har kun enkelte husstander og noen fjernt beliggende øyer sin egen kraftproduksjon.

Kraft- og varmeproduksjonen på Grønland, Færøyene og de fjernt beliggende islandske øyer er hovedsakelig basert på diesel. Fordelen med diesel er at den kan benyttes både innenfor transport og i stasjonære energiforsyningsanlegg. Ulempen er at man får lokalsamfunn som er avhengig av importert drivstoff. Dette er mange steder en stor logistisk utfordring, og fører ofte til en relativt høy drivstoffpris sammenlignet med geografisk mer sentrale områder.

Islands energiforsyning

Islands elektrisitetsforsyning bygger hovedsakelig på vannkraft (83%) og geotermisk energi. Varmeproduksjonen er dominert av geotermisk energi, som dekker mer enn 93% av forbruket.

Transmisjonsnettet på Island er velutbygd og kun få husstander (ca. 50 totalt) er ikke tilkoblet det sentrale nettet; 30 av disse befinner seg på øya Grímsey. Samlet er det oppført 608 km med 220 kV transmisjonsledninger (herav 94 km som 400 kV, men drevet ved 220 kV), som forbinder vannkraftverkene øst for hovedstaden Reykjavik. I tillegg kommer 1 315 km med 132 kV transmisjonsledninger som er etablert som en ringforbindelse rundt Island.

Island skiller seg ut fra resten av Norden (og verden for øvrig) med et meget høyt energiforbruk per innbygger. Hovedparten dekkes dog av fornybare energikilder. I dag utnyttet kun ca. 20% av de fornybare islandske energikilder til kraftproduksjon, dvs. vannkraft og geotermisk energi. Samlet dekker de fornybare energikilder 72% av det totale energiforbruket. De importerte fossile drivstoffene anvendes primært til å dekke energibehovet innenfor transportsektoren (inklusive fiskeri).

Bruk av hydrogen i transportsektoren kan på lengre sikt være med på å redusere importbehovet av olje.

Færøyenes energiforsyning

Færøyene har for tiden ikke en formulert energipolitikk, men den sittende landsstyrekoalisjonen har etter siste lagtingsvalg blitt enige om en hensiktserklæring på energiområdet. I denne erklæringen heter det blant annet at man ved energiutbygning skal ta hensyn til miljø og natur, at fornybare energikilder bør utgjøre en så stor del av den samlede energiproduksjonen som mulig og at anvendelse av energibesparende produkter skal fremmes.

Færøyene har et hovedtransmisjonsnett som dekker de store øyene, og på Suðerøy (den største øya i sør) finnes det et separat kraftforsyningssystem. Utover dette finnes det en rekke mindre øyer med typiske ø-drift, eller øyer med en sjøkabel tilknyttet hovedtransmisjonsnettet og en nødstrømsanlegg basert på diesel.

I 2002 var kraftproduksjonen på 240 GWh og i 2003 på 250 GWh, med en vannkraftandel på 30% i 2002 som i 2003 steg til 34%. Elektrisitet basert på vindkraft er, på tross av de gode gjennomsnittlige vindforhold, forholdsvis marginale, og utgjorde i 2003 1.2% eller 3 GWh. Bakgrunnen er delvis de meget harde vindforhold på Færøyene, som stiller særlige krav til vindmøllene og dermed til investeringene, og delvis at en slik alternativ produksjon i stort omfang vil kunne gi vanskeligheter for et relativt svakt forsyningsnett.

Den felleskommunale energiforsyningsvirksomheten på Færøyene (SEV) har derfor besluttet å bygge ut med vindkraft kun til et nivå som vil kunne bæres av det eksisterende transmisjonsnett, uten ytterligere forsterkninger.

Grønlands energiforsyning

På Grønland består den primære energiforsyning av importert fossilt drivstoff og elektrisitet fra vannkraftverket ved Buksefjorden. Dessuten utnyttes varme fra 6 ulike avfallsforbrenningsanlegg som drives av kommunene. Videre forekommer det en ubetydelig energiproduksjon fra sol- og mikrovannkraft, som blant annet forsyner ulike telekommunikasjons-

anlegg, oppdretts anlegg for sauer og fritidshus. Det totale energiforbruket var i 2002 på ca. 2.500 GWh.

Det største enkelte energiforbruket er til oppvarming i byene og består primært av fjernvarme og propan til blokkvarmesentraler og sentralvarmeanlegg. I 2002 utgjorde oppvarming i byene ca. 35 % av det samlede energiforbruket. Det nest største energiforbruket (bortsett fra elektrisitet), er innenfor fangst- og fiskerisektoren, og var i 2002 estimert til 19 % av det samlede forbruket.

Vannkraftverket ved Buksefjorden, som ble satt i drift i oktober 1993, har en kapasitet på 30 MW, og forsyner Nuuk med elektrisitet til lys, kraft og varme. I 2002 produserte vannkraftverket 192 GWh mens den samlede el-produksjonen var på 311 GWh.

På grunn av de store avstandene mellom byene på Grønland er der ikke økonomisk eller teknisk grunnlag for et forsyningsnett mellom byene. Det er kun i forbindelse med vannkraftanlegg at det har blitt og blir etablert større transmisjonslinjer; 56,5 km, 132 kV transmisjonslinje mellom Buksefjorden og Nuuk, og 60 kV transmisjonslinje med en samlet lengde på ca. 70 km mellom Qorlortorsuaq og Qaqortoq/Narsaq (under oppføring). Sistnevnte er første gang to byer knyttes sammen av en transmisjonslinje. I de fleste byer er det oppført 10 kV distribusjonsnett med desentrale 10/0,4 kV transformerstasjoner.

Hovedresultater fra systemanalysen

Den optimale plasseringen av et vind/diesel/hydrogen-anlegg er et sted med jevnt gode vindenergiressurser uten for stor sesongvariasjon, ettersom dette minimaliser behovet for et kostbart sesonglager av energi. Gode vindenergiressurser er spesielt viktig for anlegg som er basert på en høy andel med fornybar energi (mer enn 75%).

Både Færøene og Grímsey (Island) har svært gunstige vindenergiressurser. Nanortalik (Sør-Grønland) ser ikke ut til å ha vindforhold som egner seg særlig godt for anlegg med en høy andel fornybar energi (mer enn 75%), men det bør påpekes at de lokale vindforholdene på Sør-Grønland (inkludert Nanortalik) varierer sterkt og bør derfor kartlegges bedre før en endelig konklusjon.

For steder med gode vindressurser kan det være realistisk å designe anlegg som dekker ca. 50-60% av elektrisitetsbehovet med fornybar energi. Dersom man kan akseptere anlegg med en betydelig mindre andel med fornybar energi (mindre enn 50%) der dieselaggregatet tar mesteparten av grunnlasten, blir økonomien i prosjektet mye bedre. En slik tilnærming kan være aktuell i en eventuell introduksjonsfase. Et slikt konsept vil også gjøre det mulig å implementere vind/hydrogen-anlegg på steder med svake og/eller sesongavhengige vindenergiressurser.

Et middels stort hydrogenanlegg der kapasiteten på brenselcellen er omtrent det samme som dieselaggregatet ser ut til å være det mest realistiske design med dagens teknologi. I praksis betyr det at man er begrenset til anlegg rundt 25-50 kW (maksimalt effektuttak hos sluttbruker), ettersom den aktuelle brenselcelleteknologien (PEM) ikke er å få i særlig større enheter enn 5-10 kW. Et slikt anlegg vil for øvrig gi en reduksjon i dieselforbruket på ca. 20-30%, sammenliknet med forbruket i et referanseanlegg basert på kun dieselaggregater.

Nærmere studier av et vind/PV/diesel/hydrogen-anlegg på Nanortalik viser at det å supplere med solenergi fra solceller for å dekke opp det periodevis underskuddet på vindkraft ikke er praktisk eller økonomisk mulig å gjennomføre for større anlegg. Det betyr at man i det videre arbeid bør fokusere på rene vind/diesel/hydrogen-anlegg, og eventuelt utnyttelse av termisk solenergi (f.eks. solfangersystemer til varmtvannsoppvarming).

Dersom man velger en optimal plassering med hensyn på vindenergi, vil det mest lovende systemdesignet for et 50 kW anlegg (maksimalt effektuttak hos sluttbruker) gi en total investeringskostnad på ca. 1 million € (fleste ekstrakostnader inkludert), og en energipris på ca. 0.50 €/kWh. Disse tallene vil være avhengig av flere faktorer, spesielt dieselprisen, de lokale logistikkostnadene og levetiden på brenselcellen. Levetiden på den aktuelle brenselcelleteknologien (PEM) bør være på minst 3 år.

Generelt kan det sies at usikkerheten rundt energiprisen for et vind/diesel/hydrogen-anlegg reduseres etter hvert som andelen med fornybar energi går opp. (De to ekstrempunktene er anlegg basert på kun fornybar energi eller anlegg basert kun på diesel). Dersom dieselprisen firedobles vil vind/diesel/hydrogen-anlegg med en andel på 50% fornybar energi kunne konkurrere på like linje med dieselaggregater. Det er derfor viktig å gjøre seg opp en mening om hvilket nivå man forventer at dieselprisen vil ligge på om 5 til 10 år, ettersom dette nivået vil danne grunnlaget for hva som er et akseptabelt økonomisk balansepunkt mellom andel fornybar energi og diesel.

Avgjørelsen om hva som er et teknisk-økonomisk optimalt system er et sammensatt spørsmål, som kommer an på hva som bør legges mest vekt på: miljøet (lavt dieselforbruk) eller økonomien (lav energipris). I tillegg kommer rent tekniske, praktiske og driftsmessige forhold, Andre tekniske og ikke-tekniske krav til energianlegget, som ofte er stedsavhengig, vil også kunne spille inn. Disse kravene er diskutert i noe mer detalj nedenfor.

Beslutningsmodell og utvelgelseskriterier

Nedenfor følger en beskrivelse av målbare kriterier som kan benyttes for å velge ut ett demonstrasjonsanlegg i Vest-Norden. Utvelgelsesmetoden beskrevet her bør kunne bidra med de saklige fakta påkrevd i en mer overordnet beslutningsmodell som må ta hensyn til sosiale og politiske forhold, både regionalt og lokalt. Følgende utvelgelseskriterier (diskutert i mer detalj nedenfor) foreslås benyttet i det videre arbeid:

- Fysiske krav
 - a) Stedsvalg
 - b) Type bruker(e) (last profil og topplast)
 - c) Type last (elektrisk og termisk)
- Tekniske krav
 - a) Systemkonfigurasjon og teknologivalg
 - b) Design (komponentstørrelser)
 - c) Fokus på praktiske løsninger (transportable enheter)
- Miljøkrav
 - a) Andel fornybar energi
 - b) Reduksjon i dieselforbruk
- Økonomiske krav:
 - a) Investeringskostnader og energipris
 - b) Mulig investeringsstøtte
- Sosiale krav:
 - a) Tekniske personell
 - b) Brukervennlighet
 - c) Nye arbeidsplasser

Fysiske krav

Etableringen av et demonstrasjonsanlegg i Vest-Norden vil nødvendigvis ha regionale politiske føringer. Lokale myndigheter vil også trolig være interesserte i å profilere sitt lokalsamfunn gjennom en mulig demonstrasjon. Samtidig viser den systemtekniske analysen i dette studiet hvor stor betydning plasseringen av et slikt demonstrasjonsanlegg kan ha for det endelige systemdesign, spesielt hvis anlegget skal baseres på en høy andel med fornybar energi.

På grunn av stedsvalgets betydning for den endelig utformingen, bør det derfor være en god dialog mellom politiske og teknologiske miljøer når man skal forsøke å etablere et fornybar energi hydrogen demonstrasjonsanlegg i Vest-Norden. Videre bør det på et tidlig stadium tas en avgjørelse på hva slags bruker man ønsker å betjene med liknende anlegg i framtiden. Dersom kravet primært blir å tilfredsstille elektrisitetsbeho-

vet fordrer det én type systemkonfigurasjon (diskutert i dette studiet), men hvis kravet også er å dekke opp store deler av, eller hele, den termiske lasten så fordrer det helt andre type systemer.

Tekniske krav

De overordnede tekniske kravene avledes fra den grunnleggende systemkonfigurasjonen, som igjen stiller spesifikke krav til valg av teknologi med hensyn på energiproduksjon (vind-, sol-, og/eller diesel) og sluttbrukersystemer (elektrisk og/eller termisk).

Dette studiet har vist at det er mulig å dekke store deler av den elektriske lasten i små til mellomstore distribuerte kraftforsyningsanlegg med vind/hydrogen-teknologi i kombinasjon med dieselaggregater. Solcelleanlegg er en mindre aktuelt for større integrerte hybridanlegg, men kan være aktuelt for små og helt frittstående anlegg, som for eksempel telekommunikasjonsutstyr.

I det endelige systemdesignet bør det velges praktiske løsninger og komponentstørrelser som er i samsvar med hva som er kommersielt tilgjengelig i dag, eller som planlegges produsert i nær framtid (neste 1-2 år). Det bør stilles meget strenge krav til levetid på nøkkelkomponenter som elektrolyser og brenselcelle. Hydrogensystemet bør være slik utformet at det kan få plass i transportable enheter (containere)

Miljøkrav

I og med at det i dag i Vest-Norden ikke finnes noen spesifikke miljøkrav tilknyttet desentralisert energiproduksjon, verken på global eller lokal luftforurensning, så finnes det heller ingen naturlig drivere for å konvertere fra fossilt drivstoff til fornybar energi.

Systemanalysen utført i dette studiet har vist at et klokt stedsvalg (gode og jevne vindenergiressurser) i kombinasjonen med et teknisk-økonomisk optimalt systemdesign (riktig fordeling mellom fornybar energi og fossilt drivstoff) kan halvere dieselforbruket sammenlignet med anlegg basert kun på diesel.

Ekstrakostnadene forbundet med vind- og hydrogenanlegget fører til en noe høyere energipris, dersom man legger dagens dieselpriis til grunn. Legger man derimot en 4 ganger så høy dieselpriis til grunn så vil anleggene konkurrere på lik linje. Dette kommer trolig ikke til å skje i nærmeste framtid, og det vil derfor heller ikke være noen økonomiske incentiver til å velg miljøvennlige løsninger.

Det synes derfor klart at dersom man ønsker å legge om kursen til en mer miljøvennlig energiforsyning så må det framlegges helt spesifikke miljøkrav, i tillegg til de mer generelle politiske føringene. Eksempler på slike krav for en den først fasen (introduksjonsfase for de neste 10 år) kunne være:

- 25% fornybar energi per kWh produsert elektriske kraft
- 25% reduksjon i dieselforbruk (referanseår: 2004)

Økonomiske krav

Et demonstrasjon av et desentralisert kraftforsyningsanlegg basert utelukkende på fornybar energi og hydrogenteknologi vil være svært kostbart, kommersielt ulønnsomt og høyst urealistisk å gjennomføre. Tar man derimot utgangspunkt i at mesteparten av grunnlasten skal bli dekket av et diesellaggregat så er det mulig å komme ned på et realistisk økonomisk nivå.

Et demonstrasjonsanlegg bør vurdere nøye forholdet mellom kostnader og nytteverdi. Det er viktig at hovedkomponentene i hydrogenanlegget er godt balansert i forhold til hverandre. I dette studiet ble det demonstrert at elektrolyseren bør være omtrent dobbelt så stor som brenselcellen (på effektbasis). Vindmøllen bør for øvrig overdimensjoneres noe for å sikre en høy andel med fornybar energi i systemet og overskudd med vindkraft til hydrogenproduksjon.

Erfaringer fra tidligere demonstrasjonsanlegg er at det ikke holdes av tilstrekkelig med midler til drift, analyse og videreutvikling fordi en altfor stor del budsjettet har gått med til å dekke investeringskostnadene. I et eventuelt demonstrasjonsanlegg bør det derfor stilles til disposisjon tilstrekkelig med midler for oppfølging. Den totale kostnadsrammen for prosjektet bør være slik at energiprisen (for en kjent elektrisk last) ikke overstiger ca. 0.50 €/kWh.

Sosiale krav

Et vind/hydrogen/diesel-demonstrasjonsanlegg er en svært teknisk installasjon med mye ny teknologi. For at de i lokalbefolkningen som er direkte berørt av demonstrasjonen skal få mest mulig nytte av anlegget, er det også viktig at teknologivalgene står i stil med den lokale tekniske kompetansen på stedet. Uansett er det viktig at det prosjektet holder av tilstrekkelig med midler til informasjonsspredning og opplæring.

Dersom lokal teknisk kompetanse mangler, bør prosjektet inneholde en helt spesifikk opplæringskomponent. I praksis betyr det at én eller flere tekniske personer på stedet må tas i opplæring i den nye teknologien. Det at det finnes tekniske personell på stedet blir derfor et viktig krav.

Opplæringsdelen av prosjektet bør være utformet slik at de som får opplæring i framtiden vil kunne bidra opp mot andre liknende prosjekter. Målet med prosjektet må være å danne grunnlag for at flere tilsvarende prosjekter kan gjennomføres på en mer rasjonell og økonomisk

måte. På sikt bør målet være økt lokal sysselsetting og mer uavhengig energitilførsel.

Anbefalinger

Dette mulighetsstudiet har vist at det finnes gode muligheter for utnyttelse av fornybar energi og hydrogenteknologi i Vest-Norden. Med utgangspunkt i hovedresultatene fra den tekniske systemanalysen og den mer generelle diskusjonen vedrørende utvelgelseskriteriene for et mulig demonstrasjonsanlegg foreslås følgende oppgaver i det videre arbeid. Det er viktig å merke seg at disse oppgavene krever en tett dialog mellom prosjektgruppen og de lokalt ansvarlige myndighetene.

Generelle anbefalinger

- Utvelgelse av to helt konkrete steder for videre analyse med tanke på plassering av et demonstrasjonsanlegg, ett på Færøyene og ett på Grønland; et anlegg på Island er ikke så aktuelt fordi det her finnes svært få steder med behov for desentralisert kraftforsyning.
- Økt fokusering på energiøkonomisering og utnyttelse av fornybar energi, og noe mindre fokus på lagring av elektrisk energi i form av hydrogen.
- Systemanalyse som inkluderer den termiske lasten (maksimalt to ulike systemkonfigurasjoner).
- Ferdigstilling av endelig systemdesign.
- Økt fokusering på økonomi og tilrettelegging for pre-engineering for framtidige prosjekteiere.
- Kartlegging av mulige utstyrleverandører.

Spesifikke anbefalinger

- Vindmålinger på et helt konkret og navngitt sted på Færøyene; her må de lokale myndighetene selv bestemme hvilket sted som er best egnet: Nólsoy, Hestur eller Svínøi.
- Vindmålinger på et helt konkret plass i Nanortalik; på grunn av de svært varierende lokale vindforhold er det viktig med en nøyaktige bestemmelse av hvor vindmøllen skal stå.
- Kartlegging av den termiske lasten hos den reelle sluttbrukeren på Færøyene, med spesiell fokus på de termiske behovene for installasjoner tilknyttet fiskeoppdrettsnæringen.
- Kartlegging av den termiske lasten hos den reelle sluttbrukeren i Nanortalik, med spesiell fokus på mulig energiøkonomiseringstiltak.

Referanser

- [1] Padró CG. IEA Hydrogen Program Annex 13 - Design and Optimization of Integrated Systems. Draft final report, 2004.
- [2] Ulleberg Ø. Integration of Renewable Energy and Hydrogen (RE/H₂) Systems in Diesel Engine Mini-Grids: A Western Australian Case Study. Mini-Grids 2003 - 2nd European PV-Hybrid and Mini-Grid Conference, Kassel, 25.-26. September 2003.
- [3] Glöckner R, Kloed C, Nyhammer F, Ulleberg Ø. Wind/hydrogen systems for remote areas - A Norwegian case study. WHEC 2002 - 14th World Hydrogen Energy Conference, Montreal, 9-14 June 2002.
- [4] Lloyd CR. Assessment of diesel use in remote area power supply. Internal report prepared for the Australian Greenhouse Office, Energy Strategies, Canberra, 1999.
- [5] Ulleberg Ø. Modeling of advanced alkaline electrolyzers: a system simulation approach. Int J Hydrogen Energy 2002; 28(1): 7-19.
- [6] Nakken T. Performance of Norsk Hydro's electrolyser at Utsira. Personal communication, Norsk Hydro Research Center, Porsgrunn, Norway, September 2003.
- [7] Machens C. Performance of Stuart Energy's IMET-electrolyser. Personal communication, Vandenborre Hydrogen Systems GmnH, Grima, Germany, March 2004.
- [8] Mann RF, Amphlett JC, Hooper MAI, Jensen HM, Peppley BA, Roberge PR. Development and application of a generalised steady-state electrochemical model for a PEM fuel cell. J Power Sources 2000; 86(1-2): 173-180.
- [9] Havre K, Gaudernack B, Alm LK, Nygaard TA. Stand-Alone Power Systems based on renewable energy sources. Report, IFE/KR/F-93/141, Institute for Energy Technology, N-2027, Kjeller, 1993.
- [10] Mørner SO. Seasonal Storage of Solar Energy for Self-Sufficient Buildings with Focus on Hydrogen Systems. PhD thesis, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, 1995.
- [11] Ulleberg Ø, Mørner SO. TRNSYS simulation models for solar-hydrogen systems. Solar Energy 1997; 59(4-6): 271-279.
- [12] Ulleberg Ø, Tallhaug L. Simulation of stand alone power systems: case study of a small scale hybrid PV, wind - diesel system located on the west coast of Norway. 7th International Conference on Solar Energy at High Latitudes, Espoo-Otaniemi, Finland, June 9-11 1997; 1: 242-249.
- [13] Ulleberg Ø, Glöckner R. HYDRO-GEMS - Hydrogen Energy Models. WHEC 2002 - 14th World Hydrogen Energy Conference, Montreal, 9-14 June 2002.
- [14] Ulleberg Ø. Development of a Field-Ready Small-Scale Wind-Hydrogen Energy System. NFR "Energi for framtiden" project 2004-2005, IFE, Kjeller, 2004.
- [15] Ulleberg Ø, Glöckner R. Development of renewable energy/hydrogen systems: from concepts to actual demonstrations. Hydrogen and Fuel Cells Futures Conference, Perth, 12-15 September 2004.
- [16] Klein SA, Beckman WA, Mitchell JW, Duffie JA, Duffie NA, Freeman TL, Mitchell JC, Braun JE, Evans BL, Kummer JP, Urban RE, Fiksel A, Thornton JW, Blair NJ, Williams PM, Bradley DE. TRNSYS - A Transient System Simulation Program. Manual v15, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, 2000.
- [17] Klein SA, Alvarado FL. EES - Engineering Equation Solver. Man-

- ual v6.315, F-Chart Software, Middleton, Wisconsin, 2001.
- [18] Cappelen J, Vaarby Laursen E. The Climate of The Faroe Islands - with Climatological Standard Normals, 1961-1990. Technical report 98-14., Danish Meteorological Institute, Copenhagen, 1998.
- [19] Hansen LS. Sol- og vinddata for Nanortalik. Personal communication, ASIAQ, Nuuk, Grønland, Juni 2004.
- [20] Ásgrímsson T. Vindhastigheter (1993-2003) og el-produksjon (1997-2004) for Grímsey på Island (kommunisert via Hákon Aðalsteinsson). Personal communication, RARIK, Reykjavík, May 2004.
- [21] Thomsen K. Data for energiforbruk på Svínø. Personal communication, Faroe Island New Energy Ltd., Tórshavn, April 2004.
- [22] Glöckner R. Market Potential Analysis for Introduction of Hydrogen Energy Technology in Stand-Alone Power Systems. Final report, EU/ALTENER Programme. Contract No. 4.1030/Z/01-101/200, Institute for Energy Technology, Kjeller, NO-2027, 2004.