

**Indledende vurderinger af muligheden
for at lægge elkabel
fra Island til Færøerne**

November 2007

1 Indledning

Er det teknisk, økonomisk og lovgivningsmæssigt muligt at importere el til Færøerne fra Island?

Prisudviklingen på olie og den generelle opmærksomhed på udledning af drivhusgas, har igen pustet liv i tanken om at undersøge muligheden for at importere el gennem søkabel fra Island til Færøerne, som en blandt andre muligheder for at erstatte større dele af den oliebaserede energiforsyning med vedvarende energikilder. Dette notat behandler kun kabelprojektet, og der er ikke foretaget sammenligninger med andre potentielle muligheder til erstatning af olie som Færøernes primære energikilde.

I stedet for initielt at gennemføre et omfattende forprojekt at vurdere muligheden for at lægge en kabel til transmission af el fra Island til Færøerne, blev der i foråret 2006, efter opfordring af det færøske landsstyre af Jarðfeingi, nedsat en arbejdsgruppe, hvis kommissorium er at udarbejde et notat, der skal danne grundlag for en beslutning på Færøerne om at undersøge projektet yderligere. Nærværende notat er af overordnet karakter, hvor der er valgt at vurdere nogle parametre, der er kritiske for beslutningen om at gå videre med undersøgelserne, eller ej. Arbejdsgruppen bemannes af relevante medarbejdere fra Jarðfeingi, Orkustofnun og SEV.

Forholdene, som der er valgt at se på er følgende:

- Er det lovgivningsmæssigt muligt at etablere eksport af el fra Island?
- Er det teknisk muligt at transportere el fra Island til færøske brugere?
- Er der økonomisk grundlag for projektet?

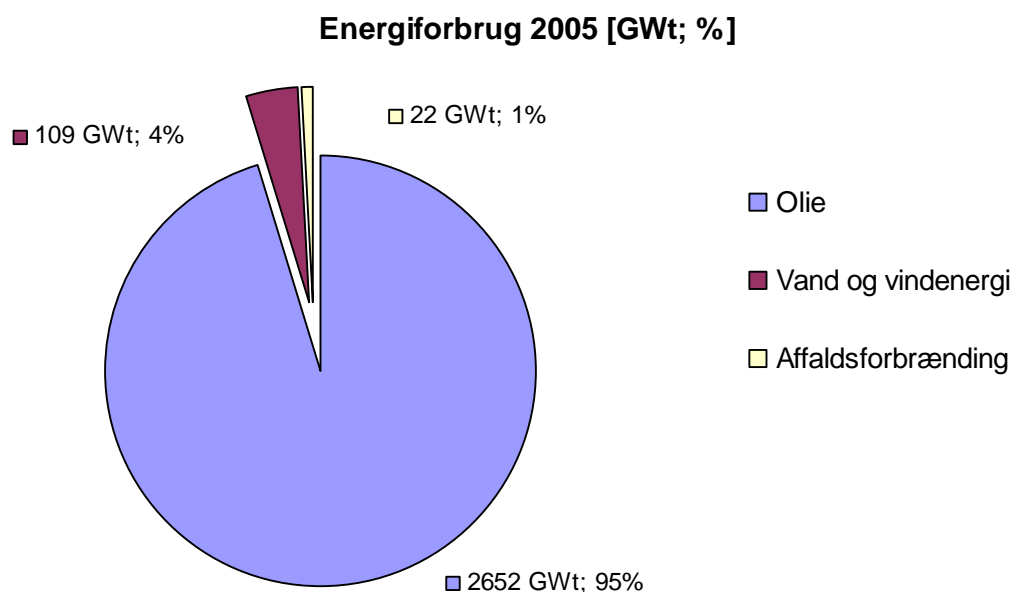
Investering i en kabelforbindelse til transport af el fra Island til Færøerne vil være af en sådan økonomisk størrelse at der kræves transmission af større energimængder end det aktuelle oliebaserede elektricitetsforbrug på Færøerne. Grundlaget for kabelinvesteringen må derfor også baseres på den opvarmning, der i dag er baseret på olie. Der skønnes i dag ikke at være mulighed for at udbygge vedvarende energikilder på Færøerne, der kan erstatte al olieproduceret elektricitet og varme, med de krav der følger til regulerbarhed og netstabilitet samt natur- og miljømæssige hensyn. Dette betyder at de økonomiske betingelser for kabelprojektet skal sammenlignes med den nuværende oliebaserede forsyning og alternative udbygninger af vedvarende energi. Dette notat begrænser sig til en sammenligning med nuværende energisystem.

Det er klart at en erstatning af oliebaseret produktion af varme og el med energi fra Island, baseret på vandkraft og geotermisk energi vil føre til en meget betydelig reduktion af Færøernes CO₂ udledning.

Udover de økonomiske og miljømæssige konsekvenser er det vigtigt at forholde sig til at en så stor del af energileverancen vil være afhængig af en kabelforbindelse til Island. Spørgsmål der skal besvares er f.eks., hvordan sikres energileverancen i tilfælde af kabelhavari og hvilken prisrisiko er der i fremtiden ved leverancer fra det islandske marked?

2 Potentielt energibehov til el og opvarmning.

Energikilderne, der anvendes til produktion af el og varme på Færøerne er olie, vand og vind. I nærværende sammenhæng er det specielt olieforbruget til opvarmning og elproduktion til belysning og drift, der er interessant. Figur 1 viser, at 95% af det samlede energiforbrug dækkes af olie.



Figur 1: Energiforbrug på Færøerne i 2005 i GWt og %. Det samlede forbrug udgør 2783 GWt, hvoraf næsten halvdelen forbruges i fiskeflåden. Det samlede landbaserede forbrug udgjorde 1.463 GWt i 2005.

I tabel 1 nedenfor er gengivet, hvordan energiforbruget på land fordeler sig. Det ses at ca. 56.000 tons olie benyttes til opvarmning af boliger samt den offentlige og private tjenestesektor. Derudover benytter industrien 7.562 tons, hvoraf en uspecificeret del går til opvarmning. Til dette formål antages derfor at olie til opvarmningsformål udgør 60.000 tons.

	2005		
	Tons	GWt	%
Tungolie til elproduktion	28.652	326,3	22,3
Gasolie til elproduktion	841	10,0	0,7
Dieselolie til transport	8.785	104,2	7,1
Bensin til transport	11.199	136,3	9,3
Olie til opvarmning af bolig	40.475	480,1	32,8
Olie til opvarmning, off. og priv. tjenester	15.676	185,9	12,7
Industri	7.562	89,7	6,1
Vandenergi til elproduktion		99,0	6,8
Vindenergi til elproduktion		10,3	0,7
Affaldsbrænding til opvarmning		22,1	1,5
	113.190	1463,9	100,0

Tabel 1: Primærenergiforbrug på land fordelt på brugsformål i 2005. Vedvarende energi og affaldsbrænding repræsenterer henholdsvis 7,5% og 1,5%.

Energiindhold for olieprodukter kWt/tons	
Gasolie:	11.861 kWt/tons
Bensin:	12.167 kWt/tons
Tungolie:	11.389 kWt/tons
Petroleum:	12.094 kWt/tons

Af tabel 2 nedenfor fremgår, hvilket årligt behov et kabel potentielt skal dække til hhv. opvarmning og til elproduktion. Som det fremgår af tabellen er der tale om at erstatte de ca. 60.000 tons olie der benyttes årligt til opvarmning, samt de 130-150 GWt elektricitet der produceres på basis af olie årligt.

	Tons olie pr år	GWt pr år
Olie til opvarmning	60.000 ¹	600
El produceret på olie		150
		750

Tabel 2: Færøerne - olieforbrug til opvarmning og el produceret på olie. Ved omregning fra tons olie antages en udnyttelsesgrad på 85%. Elmængden her kan ikke sammenlignes med de i tabel 1, eftersom disse henviser til energiindholdet i den primære olie der bruges i elproduktionen.

¹ 60.000 tons / 0,85 t/m³ * 0,85 (effektfaktor) * 10 kWt/ltr = 600 GWt

Det er sandsynligt, at det mest økonomiske system til elbaseret opvarmning vil være at benytte varmepumper² der er konstrueret til at flytte termisk energi fra en omgivelse til en anden. Varmepumpernes effektfaktor medfører, at det ovenfor nævnte behov for primær energi til opvarmning kan reduceres betydeligt. Antages f.eks. at effektiv brug af varmepumpeteknologi reducerer energibehovet til opvarmning med 2/3, betyder det, at behovet til opvarmning ikke vil være 600 GWt, men 200 GWt og at det samlede energibehov overført med kablet vil være 350 GWt.

På den anden side kan det forventes, at boligmassen over tiden vil stige, hvilket vil medføre en stigning i behov for både elektrisk kraft og opvarmning. Da denne udvikling vil ske over lang tid samtidig som der vil blive foretaget energisparende tiltag, så er det usikkert hvor stor stigning der vil være tale om, men hvis der for dette formål antages en stigning på 2% over 30 år vil de 350 GWt stige til 634 GWt årligt energibehov. Øget energibehov vil også medføre øget effektbehov.

Der ses derfor, at en 100 MW kabelforbindelse, med en teoretisk maksimal overføringskapacitet på 876 GWt/år vil være tilstrækkelig, energimæssigt, i kablets økonomiske levetid. Udover at kablet er dimensioneret til teoretisk at kunne dække det årlige forbrug, er det nødvendigt at vurdere, hvorvidt de spidsbelastninger, der måtte være over kortere tidsinterval kan dækkes, dvs. kan en kabelforbindelse på 100 MW også dække det fremtidige effektbehov? I dette notat har vi begrænset os til følgende simple betragtninger.

Ved 100% udnyttelse, kan der med et 100 MW kabel transmitteres 876 GWt på årsbasis, og et kabel af denne størrelse er derfor, som nævnt, tilstrækkeligt i forhold til årligt behov. I forhold til maksimal last, så vides, at denne for elforbrug i dag ligger mellem 40 - 45 MW. Inkluderes opvarmning vil maksimumlasten sandsynligvis i perioder overstige de 100 MW, da opvarmning står for ca 70-75% af det samlede energibehov. Hvor meget højere og i hvor lange perioder det samlede effektbehov overstiger 100 MW, har vi ikke talgrundlag for at vurdere, men dette afhænger bl.a. af hvilke perioder effektbehovet for varme indtræffer i forhold til hvornår effektbehovet for elektrisk kraft til andre formål end varme indtræffer. Derudover antages at, i den grad en større del af opvarmningen baseres på varmepumpeteknologi, reduceres energibehovet og tilsvarende effektbehovet. Udover en kabelforbindelse vil der også være tilgang til eksisterende vand-, vind- og oliekraftværk, hvilket betyder, at tilstrækkelig kapacitet sandsynligvis vil være tilgængelig, selv om det aktuelle behov måtte overstige 100 MW i perioder.

² Et køle- eller et varmepumpeanlæg er et anlæg, der ved hjælp af en kredsløpsproces og et egnet kølemiddel, der cirkulerer i et lukket system er i stand til at fungere enten som køle-/fryseanlæg eller som varmeanlæg. Skal anlægget fungere som køle-/fryseanlæg dimensioneres det til denne opgave og kaldes køleanlæg. Skal anlægget fungere som varmeanlæg dimensioneres det til at løse denne opgave og kaldes varmepumpeanlæg. Varmepumper optager varmeenergi fra omgivelserne (varmekilden) ved et lavt temperaturniveau og omsætter denne varmeenergi via kredsløpsprocessen og under tilførelse af drivenergi til varmeenergi ved et højere temperaturniveau, som direkte kan anvendes til opvarmningsformål. Afhængig af temperaturniveau på varmekilden og ønsket temperaturniveau på den leverede varmeenergi, vil mængden af den leverede varmeenergi være 2¹/₄-5 gange større end den tilførte drivenergi. (Ref.: Teknologisk Institut)

3 Lovgivning

3.1 *Islandsk lovgivning*

Salg af el fra Island til Færøerne vil formentlig ske fra en eller flere producenter i henhold til aftaler der kan opnås gennem udbud og efterfølgende forhandlinger. Producenten vil så levere strømmen igennem transmissionsnettet til en konverterstation på den islandske østkyst.

Den relevante islandske lovgivning er lovgivningen omkring nettet. I loven er det bestemt, at der kun må udtages strøm fra bestemte lokaliteter på nettet. Selskaber der kan opnå leveranceaftaler fra transmissionsnettet, er enten distributionselskaber eller storforbrugere, dvs. slutbrugere af mindst 14 MW, der aftager denne effekt i mindst 8.000 timer om året.

Sandsynligvis vil der ikke være problemer med at opfylde kravene til at få direkte kobling til nettet. Den islandske lovgivning omfatter, som nævnt, to typer kunder, der kan knyttes til det overordnede transmissionsnet, henholdsvis storindustri og distributionselskaber. Transport og salg af el til Færøerne via kabel falder ikke umiddelbart indenfor disse kundedefinitioner, og der kan derfor være behov for en lovændring.

3.2 *Færøsk lovgivning*

Elforsyningslov er vedtaget i lagtinget i juni 2007, der sætter rammer for produktion, transmission og distribution af el. Anden lovgivning på området er stærkstrømsloven, elinstallatørloven og en bekendtgørelse fra 1963, der giver det interkommunale elselskab SEV koncession til at anvende vandkraften til elproduktion. Der vurderes ikke at være noget til hinder i den Færøske lovgivning for en kabelforbindelse til Island. Det færøske net ejes af SEV, og den færøske elforsyningslov, der blev vedtaget i sommeren 2007, udstikker retningslinjer for, hvordan ny forsyning skal håndteres. Disse forhold vurderes ikke at hindre kabelprojektet.

4 Projektets tekniske del

Den tekniske del af kabelprojektet består af en ca. 450 km lang bipolar kabelforbindelse, samt konverterstationer i Island og på Færøerne. Desuden er det nødvendigt at dimensionere det færøske transmissions-/distributionsnet til den øgede mængde elkraft, der skal overføres, udover at der skal overvejes, hvordan produktionsreserve på Færøerne holdes.

I forbindelse med udarbejdelsen af dette notat er der indhentet prisoverslag for kabel med tilhørende konverterstationer. Ligeledes er der foretaget kalkulationer af SEV, på omkostningen af at opgradere det færøske net til den potentielle maksimale belastning.

En evt. kabelforbindelse vil sandsynligvis basere sig på den relativt nye teknologi, HVDC Light. Det er oplyst at denne teknologi, til overføring af elektrisk kraft, stiller ingen krav til styrken i nettet, men kan derimod forbedre den.

Iflg. foreløbig prisindikation vil prisen for indkøb og lægning af en 100 MW kabelforbindelse være ca. 1.554 mio. DKK og ca. 386 mio. DKK for konverterstationerne, i alt 1.940 mio. DKK. Til nedgravning af kabelet er vurderet en udgift på 80 mio. DKK. Der er i dette tilfælde tale om aluminiumskabel. Hvis det måtte vise sig at være nødvendigt at bruge kobberkabel, vil prisen være højere. Vi har ikke foretaget egentlige vurderinger af disse forhold. Leveringstiden for kabelforbindelsen må påregnes at være mellem 3 – 4 år.

Den store stigning, som en fuld udnyttelse af kabelkapaciteten vil medføre i transmission/distribution af el, vil påkræve en udbygning af det færøske net. Iflg. beregninger, udarbejdet af elselskabet SEV (bilag 2) vil en udbygning af nettet for at tilslutte en 100 MW forbindelse og transmittere yderligere 600 GWt medføre en nødvendig investering på omkring 330 mio. DKK.

Udover udgifter til styrkelse af nettet skal også medregnes investering i reserve produktionskapacitet i tilfælde af kabelhavari og forbrugernes investeringer i at skifte fra oliebasert til eldrevne opvarmning, evt. varmepumpeteknologi.

Forsyningsikkerhed

I tilfælde af kabelhavari er det nødvendigt at holde fuld produktionsreserve på Færøerne.

Forsyningsikkerheden for elektricitet er i dag baseret på de oliedrevne kraftværker og til dels vandkraftværkerne, medens opvarmningen overvejende er baseret på oliefyret centralvarme, samt fjernvarme fra affaldsbrænding til de nyere boligområder i Tórshavn.

Da produktionskapaciteten for el er på plads i form af de eksisterende værker, vil der være tale om at vedligeholde disse, hvilket ikke medfører en ekstraudgift, da denne skal afholdes uanset om kabelprojektet gennemføres eller ej.

Produktionskapaciteten for varme er som nævnt på plads i form af de eksisterende oliefyr, fjernvarmesystem til distribution af overskudsvarme fra affaldsforbrænding og i stigende grad i form af eldrevne varmepumper. Her kan siges, at det vil være u hensigtsmæssigt at vedligeholde oliefyrssystemerne over en længere periode, og at der derfor vil være tale om at installere ekstra nødvendig kraftværkskapacitet, for at 200-600 GWt (afhængig af i hvilken grad varmepumper er taget i brug) varme til drift af varmepumper kan dækkes med en forsvarlig grad af forsyningssikkerhed. Hvad dette svarer til i installeret effekt afhænger af hvad den maksimale last (forbrug) til el og varme kan forventes at være. Behovet for varme er størst om vinteren, og der antages her, at energibehovet til opvarmning er en faktor 2 højere om vinteren i forhold til om sommeren. Den maksimale last på elforsyningssystemet ligger i dag på ca. 45 MW. Hvis det antages, at den maksimale last til opvarmning for en husholdning er på 10 kW og videre, at antallet af anlæg til opvarmning udgør 15.000 stk, vil det medføre et nominelt effektbehov på 150 MW. Ved brug af varmepumpeteknologi, bør dette behov kunne reduceres til et sted mellem 50 og 75 MW, med en effektfaktor mellem 2 og 3. Endvidere er det ikke sandsynligt at maksimal last for varme indtræffer samtidigt som maksimal last for elektrisk kraft. **Det vurderes derfor at en samlet installeret effekt på 90 – 115 MW er tilstrækkelig til at dække det maksimale behov for elektrisk kraft og varme, under antagelse af at alle opvarmningsenheder kører på samme tid.** Det er, derimod, ikke sandsynligt at alle enheder kører samtidigt, og vil maksimallasten derfor i praksis være lavere.

Hvis man i et fremtidigt elforsyningssystem vil få mulighed for at påvirke indkoblings-frekvens/tidspunkt bør det være muligt at reducere maksimallasten yderligere.

Den samlede eksisterende kraftværkskapacitet på hovedværket på Sund er i dag på 47 MW. I tillæg til kapaciteten på Sund er der på Vågsværket på Suðuroy installeret ca. 9 MW tungolie/diesel kraft. Der er ikke forbindelse mellem disse systemer i dag, men i en fremtidig udbygning af nettet er det sandsynligt at denne forbindelse etableres. Udover motorkraftværkerne er der installeret 27 MW vandkraft og 4,1 MW vindkraft, således at den samlede kapacitet udgør 87 MW hvoraf udnyttelsen af de 31,1 MW er afhængig af aktuelt tilgængelige vand- og vindressourcer.

Spørgsmålet er hvorvidt dette forhold mellem kraftbehov og tilgængelig kapacitet er tilstrækkelig til at holde en forsvarlig forsyningssikkerhed. Hvis den oliebaseerede del skal erstattes med indkøbt el fra Island, vil det være nødvendigt at vedligeholde og udvide de eksisterende motorkraftværk som beredskab for el og varmforsyning og til eventuelle spidslastsituationer.

Overgangen fra oliebaseeret til elbaseeret opvarmning vil ske gradvist over en længere årrække, og da det ikke er klart på nuværende tidspunkt, hvordan det fremtidige opvarmningssystem vil være sammensat, kan man ikke sige præcis, hvilken reservekapacitet for både el og varme der skal holdes. Det er dog sandsynligt, at det vil være en kombination af central og decentral oliebaseeret kraftkapacitet til at dække den del, der ikke kan dækkes ved de indenlandske vedvarende energikilder. Der kræves en grundig scenario- og risikobaseret analyse at komme frem til, hvor stort backup-behovet måtte være, hvilket ligger udenfor dette arbejde. Der bør også lægges vægt på at overgangen fra olie til vedvarende energi sker så hurtigt som muligt for derigennem at få udnyttet kabelkapaciteten bedst muligt.

Den tekniske del af at gennemføre projektet anses ikke for at være en hindring.

5 Økonomi

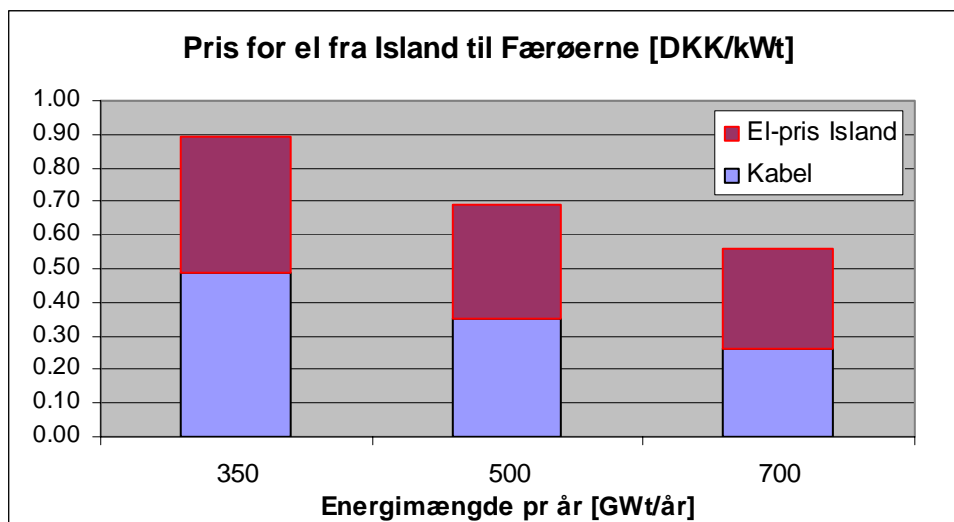
Der indgår ikke moms eller andre afgifter i følgende beregninger. Det er valgt at dele den økonomiske analyse op i to dele, 1) pris for el leveret ved færøsk kyst og 2) omkostninger forbundet med transmission og distribution af de større energimængder samt reservekapacitet.

5.1 Pris for el leveret til færøsk kyst

Prisen for energi leveret fra det islandske marked er sammensat af to bidrag. Pris for maksimalt efterspurgt effekt og pris for energimængde. Dette betyder, at høj tilgængelig effekt og lavt forbrug vil medføre en relativt højere pris pr. kWt. I tillæg til prisen for den på Island indkøbte el skal lægges udgifterne forbundet med kabeloverførslen.

Nedenfor er opstillet en figur, der illustrerer pris for installation af 100 MW kabel og en udnyttelse på 350, 500 og 700 GWt årligt. Baseret på forudsætninger angivet i bilag 1 vil den

totale pris ved færøsk kyst være henholdsvis 0,89, 0,69 og 0,56 DKK/kWt.³ Dvs. at her er ikke medregnet udgifter til at styrke nettet, etablering af reservekapacitet og til distribution og administration.



Figur 2. Pris ved færøsk kyst baseret på leverandørpris for kabeludstyr og elpris på Island

5.2 Nuværende forsyningssystem:

Det nuværende energiforsyningssystem til elektricitet og opvarmning forsynes af vandkraft, vindkraft, fyringsolie og tungolie, ref. tabel 1, ovenfor. Indkøbspris på olieprodukter, pr. dato er som følger:

Pris for tungolie til elproduktion pr. okt. 2007⁴: 2,13 DKK/ltr

Pris for fyringsolie ekskl. afgifter til opvarmning pr. 25. okt. 2007⁵: 4,21 DKK/ltr

Pris for opvarmning:

Hvis vi antager en gennemsnitlig virkningsgrad for olieforbrænding på 0,85 findes, at brændstofprisen for varme med nuværende system er omkring 0,49 DKK/kWt hos bruger, ikke medregnet afgifter, og 0,70 DKK medregnet 25% moms og 8 øre/kWt olieafgift.

³ Elpriser ved Islands kyst er baseret på oplysninger fra Landsvirkjun og Landsnet pr. okt. 2007.

⁴ Oplyst af SEV

⁵ www.shell.fo

Pris for el:

Ved en udnyttelsesgrad for tungolie til elproduktion på 38%⁶, transmissions- og distributionstab på samlet 6% indregnet, vil brændstofprisen pr. kWt solgt el være 0,49⁷ DKK. Andre driftsomkostninger (løn og vedligehold) er oplyst af SEV til 0,13 DKK/kWt, således at den samlede produktionspris for tungoliebaseret el-produktion vil være 0,62 DKK/kWt. **I disse tal er der ikke medregnet kapitalomkostninger og afskrivninger på oliekraftværkets anlægsaktiver.**

Pris for el fra vindkraft⁸: 0,40 DKK/kWt

Pris for el fra vandkraft⁹: 0,40 DKK/kWt

Hvis vi vægter de ovennævnte produktionspriser med produktionsbidraget findes en middel, vægtet el-produktionspris på omkring 0,52 DKK/kWt. Hvis de nævnte udgifter til løn og vedligehold af oliekraftværket på 0,13 DKK/kWt holdes udenfor produktionsprisen og medregnes i transmission og distribution, falder den vægtede el-produktionspris til 0,45 DKK/kWt.

I den nuværende prisstruktur betaler en privat forbruger 1,11 DKK/kWt. ekskl. moms, medens den mest favorable industripris ligger på 0,64 DKK/kWt.

Middel, vægtet udsalgspris ekskl. afgifter er oplyst af SEV til omkring 0,91 DKK/kWt.

Trækkes produktionspris, 0,45 DKK/kWt fra vægtet udsalgspris, på 0,91 DKK/kWt findes at samlet pris for transmission, distribution og administration samt de ovenfor nævnte løn og vedligeholdsudgifter, kapital-omkostninger og afskrivninger på oliekraftværkets anlægsaktiver vil udgøre 0,46 DKK/kWt, eller ca. 114 mio. DKK med udgangspunkt i elsalget for 2006 på 247 GWt.

5.3 Alternativt forsyningssystem

Som alternativt varmforsyningssystem vurderes her primært anvendelse af varmepumpeteknologi. Grænsetilfældet hvor ingen gevinst opnås ved brug af varmepumper svarende til at COP er 1, eller med andre ord at el benyttes direkte til opvarmning, angives også.

Hvis hele opvarmningsbehovet, ca. 600 GWt, baseres på varmepumper vil der være behov for 200 GWt elektricitet under antagelse af en effektfaktor på 3 dele varme til 1 del elektricitet.

⁶ Salg af el produceret på olie i kWt divideret med kg olie forbrugt ganget med energiindhold på 11,4 kwt/kg olie.

⁷ Antages at tungolien har en massefylde på 1 kg/liter.

⁸ Baseret på eksisterende pris aftale om vindkraft til net.

⁹ Prisen kendes ikke, men antages her at være den samme som for vindkraft.

Der er en del usikkerhed knyttet til denne antagelse da, der endnu ikke findes tilstrækkeligt erfaringsgrundlag med varmepumpeteknologien under færøske klimaforhold.

Dette betyder at for et forsyningssystem, der baserer sig på el som energibærer, vil der være behov for:

- 150 GWt pr. år til den almindelige elforsyning som erstatning for den oliebaseerede elproduktion og
- 200 GWt pr. år til drift af varmepumper

Den samlede import vil under disse antagelser udgøre 350 GWt pr. år, eller mindre end 50% af den fulde kapacitet af kablet.

Som vist i figur 2, vil prisen for 350 GWt leveret årligt fra transformatorstation til færøsk net andrage ca. 0,89 DKK/kWt, indregnet effekttab. Til dette skal lægges transmission og distributionsomkostninger på Færøerne samt udgifter til at styrke nettet og til at etablere og vedligeholde reservekapacitet.

Styrkelse af net:

Omkostninger til at udbygge nettet til transmission og distribution af årligt 600 GWt ekstra energimængder, er af SEV vurderet til omkring 330 mio. DKK (bilag 2). Det er uklart hvor store omkostninger er forbundet med styrkelse af net for at klare en ekstra belastning på 200 GWt om året. Men indledningsvis, for at etablere et grænsescenario, antages her, at det færøske net kan klare at fordele en ekstra energioverførsel på 200 GWt pr. år med en maksimal belastning på 100 MW. Hvis nettet ikke behøves at styrkes, og udgifterne ellers til drift af net antages uændret, vil det være naturligt at distributionsomkostninger pr. kWt kan falde fra 0,46 DKK/kWt til 0,26 DKK/kWt.¹⁰

Hvis de 330 mio. DKK til styrkelse af net derimod, som det andet grænsescenario, indregnes i investeringskalkulen for kablet vil der være behov for 0,07 DKK ekstra pr. kWt til at forsvare denne udgift.

Reservekapacitet:

Sundsværket har, som allerede nævnt, en eksisterende kapacitet på 47 MW. Derudover vil det være muligt at indregne eksisterende oliefyr som reserve i en nødvendig kortere overgangsperiode. Der bør derfor vurderes i hvilken grad den eksisterende kraftværkskapacitet skal fornys og tilpasses således at denne optimeres mod den nye funktion at virke som reserve.

¹⁰ Samlet pris for transmission, distribution og administration for 247 GWt pr år er ovenfor beregnet til ca. 114 mio. kr årligt, hvilket svarer til 0,46 kr/kWt. Bliver den tilsvarende samlede omkostning fordelt på 450 mio. kWt bliver enhedsomkostningerne 0,26 kr/kWt.

I den simplificerede vurdering i kap 4 ovenfor anslås at maksimallasten vil udgøre 90-115 MW. Til sammenligning udgør den nuværende samlede olie- og vandkraftskapacitet ca. 83 MW. Dertil kommer vindkraft på 4,1 MW. Til brug for dette notat antages at der installeres 50 MW ekstra oliebaseret kraftværkskapacitet til at opretholde tilstrækkelig reserve. Prisen for dette antages at være 7 mio. DKK/MW eller 350 mio. DKK. Da den samlede investering i styrkning af net på 330 mio. DKK og etablering af reservekapacitet på 350 mio. DKK indregnes i kalkulen for kabelinvesteringen stiger enhedsomkostningerne med 0,15 DKK/kWt for en årlig import på 350 GWt.

5.4 Totalomkostninger for forbruger (indkøb og distribution)

Hvis projektet skal være interessant, må det være både privatøkonomisk og nationaløkonomisk interessant. I dette notat er der opstillet en model, der afprøver projektet i forhold til den aktuelle situation for en gennemsnitlig privat forbruger, der bruger olie til opvarmning. De nationaløkonomiske konsekvenser er imidlertid vanskelige at kvantificere, idet de beror på mange forudsætninger, som ligger udenfor dette notats rammer. Vi vil derfor begrænse os til nogle kvalitative betragtninger.

Privatøkonomisk eksempel:

Energipris ved køb gennem kabel:

1. Samlet indkøb gennem kabel ekskl. distribution: $350 \text{ kWt} * 0,89 \text{ DKK/kWt}$
2. Transmission og distribution: $0,26 - 0,41^{11} \text{ DKK/kWt}$
3. Samlet pris pr. kWt: $1.15 - 1,30 \text{ DKK/kWt}$

Omkostninger til opvarmning og belysning

For en gennemsnitlig husstand er olieforbruget pr. år skønsmæssigt omkring 3.500 liter og el forbruget omkring 5.000 kWt. Hertil kommer så investering i oliefyr og olietank – anslået til 25.000 DKK samt årligt vedligehold, eller ca. 2.500 DKK pr. år. Der er naturligvis spredning i de faktiske tal, men da formålet her kun er at få et indtryk af omkostningsniveauet, vil der ikke her foretages nærmere undersøgelse af spredningen.

¹¹ Spændet fra 0,26 – 0,41 svarer til de to yderpunkter med og uden investering i styrkning af net og reservekapacitet.

	Mængde		á DKK	DKK
Opvarmning	3.500	liter	4,21 ¹²	14.735
Lys	5.000	kWt	1,11	5.550
Oliefyr				2.500
				22.785

Tabel 3: Gennemsnitlig husstands aktuelle udgifter til olie og el, ekskl. olieafgift og moms.

De samlede, årlige udgifter er ca. 23.000 DKK med de aktuelle priser ekskl. olieafgift og moms. Hvis olieafgiften medregnes i regnestykket ovenfor vil den årlige udgift være 2.800 DKK højere.

Ved elbaseret opvarmning bør der, som nævnt, overvejes at anskaffe et varmepumpesystem da dette potentielt vil kunne levere omkring 3 kWt varme for hver kWt el forbrugt. Der kan være tale om jord til vand, luft til luft eller luft til vand system. I nærværende fremstilling vil der kun blive set på luft til vand systemet, idet dette system - i modsætning til luft til luft systemet - direkte kan sammenlignes med de aktuelle oliefyrede systemer. Jord til vand systemet er investeringsmæssigt dyrere og medtages ikke her.

Der er begrænset erfaring med varmepumpesystemer på Færøerne, hvorfor systemernes effektivitet og levetid endnu er usikre. I dette notat antager vi, at energieffekten vil være på 3, dvs. at for hver kWt brugt el, får man 3 kWt varmeenergi. 3.500 liter af olie svarer til 29.993 kWt varmeenergi under antagelse af en effektivitetsfaktor på 0,85. Elforbruget til drift af varmepumpe vil da være ca 1/3 eller omkring 10.000 kWt.

	Mængde		á DKK	DKK
Opvarmning el	10.000	kWt	1,15 – 1,30	11.500 – 13.000
Lys	5.000	kWt	1,15 – 1,30	5.750 – 6.500
Varmepumpe				6.000
				23.250 – 25.500

Tabel 4: Gennemsnitlig husstands årlige omkostninger til opvarmning med varmepumpe og til belysning.

At anskaffe et varmepumpesystem er en forholdsvis stor investering, idet prisen ligger omkring 70.000 DKK. Såfremt varigheden er omkring 20 år, er der tale om en årlig omkostning på omkring 6.000 DKK. Der vil muligvis også være nødvendigt at opgradere radiatorer, men dette er der set bort fra her.

Sammenlignes omkostningerne ved at anvende varmepumpesystem med de aktuelle omkostninger fremgår det, at omkostningerne ved varmepumpesystemet er på samme niveau

¹²Pris på gas/fyringsolie pr. 25 oktober 2007 eksklusiv moms og olieafgift.

som omkostningerne ved det nuværende system. Man skal dog være opmærksom på, at dette er et øjebliksbillede, som bl.a. er ufuldstændigt i forhold til den varierende oliepris, og at den eksisterende olieafgift på 80 øre pr. liter er ikke medregnet. Derudover er den i dag gældende løn og vedligeholdspost for oliekraftværket medregnet som transmissions/distributions kost.

COP = 1

Her vurderes kort grænsetilfældet at varmepumpeteknologi ikke vinder indpas i større udstrækning og at de nævnte årlige 600 GWt energi til opvarmning derfor skal tilføres brugeren i sin helhed gennem elnettet. Den samlede energioverførsel vil da være 750 GWt årligt.

Energiprisen beregnes under disse forudsætninger til at være 0,61 DKK/kWt inklusive effekttab, styrkelse af net og etablering af ekstra 50 MW kraftværkskapacitet til reserve. Under antagelse af at der også for dette grænsetilfælde, kan beregnes omkostninger til transmission, distribution, administration og drift af reservekapacitet, for 750 GWt årligt på basis af ca. 114 mio. DKK nævnt ovenfor vil enhedsprisen falde fra 0,46 DKK/kWt til 0,15 DKK/kWt og den samlede gennemsnitlige forbrugerpris vi da kunne andrage omkring 0,76 DKK/kWt. Med denne pris vil det privatøkonomiske eksempel se ud som følger:

	Mængde		á DKK	DKK
Opvarmning el	30.000	kWt	0,76	22.800
Lys	5.000	kWt	0,76	3.800
Varmeanlæg				2.500
				28.900

Tabel 5: Beregning af gennemsnitlig husstands årlige omkostninger til opvarmning under antagelse af at al energi overføres elektrisk uden brug af varmepumpe eller andre energiformer i husstanden. Erstatning af 3500 liter olie svarer ca til 30.000 kWt under antagelse af en effektfaktor på 0,85 for oliefyr.

Nationaløkonomiske betragtninger

Den privatøkonomiske del af projektet kan ikke stå alene. Det vil også være nødvendigt at gennemføre en nationaløkonomisk analyse af projektet, for at forstå den økonomiske omfordeling i forhold til nuværende situation.

Importreduktionen vil ultimativt andrage ca. 60.000 t. diesellole og ca. 30.000 t. tungolie på årsbasis. Desuden vil der være en eller anden besparelse i det reducerede behov for re-investering og vedligehold af eksisterende dieselanlæg. I den anden retning går så evt. investeringsimporten, der drejer sig om kabel og konverterstationer, samt opgradering af det færøske net og reservekapacitet. Endvidere vil køb af el fra Island komme til at figurere som import i lighed med den eksisterende olieimport.

Udover de nævnte elementer, kan handelsbalancen evt. blive påvirket ved salg af CO₂-kvoter eller besparelse i køb af disse i og med, at behovet for at købe kvoter reduceres. En reduktion i olieforbrug på 90.000 tons vil reducere CO₂-udslippet med ca. 280.000 tons. (3,150 tons CO₂ pr. tons dieselolie/tung-olie¹³), svarende til ca. 1/3 af den færøske CO₂ udledning.

Projektet vil derfor påvirke det offentlige budget ved, at indtægter fra importafgift og moms på dieselolie og tungolie vil blive betydeligt reduceret. På den anden side vil momsindtægterne fra salg af el stige. Eksempelvis kan anføres at for en husholdning vil udgifterne til moms og olieafgift for 3.500 ltr olie andrage 6.414 DKK, med dagens priser, medens moms på 10.000 kWt el til erstatning af olien vil andrage 2.775 ved en pris på 1,11 DKK/kWt. I disse betragtninger bør også indrages værdien af det reducerede CO₂ udslip, hvilken for Færøerne endnu er ukendt.

6 Sammenfatning

Tre forhold er kort omtalt i notatet: 1) Lovgivningsmæssige forhold i Island og på Færøerne, 2) tekniske forhold og 3) økonomi.

Hverken de tekniske eller de lovgivningsmæssige forhold forekommer at være hindringer for projektets gennemførelse. De nuværende forhold på Færøerne kræver dog, at der opnås en aftale med SEV om at lede strøm ind på deres net, udover at der på Island muligvis skal indføres en mindre lovændring.

For at vurdere økonomien i projektet er der taget udgangspunkt i et importbehov på 350 GWt elektricitet der skal overføres med kablet. For at forsvare indkøb af el i Island samt investering i kabel og konverterstationer skal der regnes med en pris for el leveret ved konverterstation på Færøerne på omkring 0,89 DKK/kWt. Til sammenligning kan nævnes at produktionspris for Sundsværket, kan sammensættes af brændstofudgifter på 0,49 DKK/kWt og andre driftsomkostninger, så som løn og vedligehold er oplyst til 0,13 DKK/kWt ved den eksisterende kapacitetsudnyttelse. Hertil skal lægges kapitalomkostninger og afskrivninger.

For at vurdere de privatøkonomiske konsekvenser har vi taget udgangspunkt i de aktuelle omkostninger for en gennemsnitlig husstand, der anvender olie til opvarmning. Disse omkostninger er så sammenholdt med en løsning, der baserer sig på anvendelse af eldrevne varmepumper til opvarmning. Da der er begrænsede erfaringer på Færøerne med varmepumpesystemer, er det usikkert hvilken effektfaktor kan påregnes, men vi har antaget, at effekten er 1:3, dvs. at for 1 kWt elektricitet opnås 3 kWt varmeenergi.

De forenkede beregninger indikerer, at for en gennemsnitlig husholdning vil etablering af kabelprojektet og overgang fra olieåren til eldrevne opvarmning være tilnærmet neutralt da de samlede årlige energiomkostninger ligger omkring 23.000 DKK for det eksisterende system sammenlignet med en udgift på mellem 23- og 25.000 DKK i eksemplet hvor der antages fuld implementering af varmepumper, med de usikkerheder der er både med hensyn til oliepris og til projektets investeringsudgift. Det skal bemærkes at i sammenligningen er

¹³ Talva 2, *Útlát av veðurlagsgassi í Føroyum*, Heilsufrøðiliga Starvsstovan 2003.

olieafgiften på 0,80 DKK/ltr ikke medtaget, hvilket betyder at hvis der ikke pålægges tilsvarende forbrugerafgifter for det nye system vil dette sandsynliggøre en privatøkonomisk gevinst ved at lægge om til varmepumpesystem. For en ordens skyld skal det nævnes, at der i vurderingerne ikke er taget højde for evt. ændringer i husstandenes radiatorsystemer, der måtte være nødvendige som følge af en lavere fremløbstemperatur fra varmepumper. Der er desuden angivet beregninger for grænsetilfældet at al opvarmingsenergi overføres med kabel således at den samlede energioverførsel bliver på 750 GWt. De større mængder energi medfører en lavere enhedspris der i det privatøkonomiske eksempel resulterer i årlige energiudgifter på knapt 29.000 DKK, eller 20% højere end scenariet baseret på fuld implementering af varmepumper og en årlig effektfaktor på 3.

Det færøske erhvervsliv, især de større industriforetagender, har adgang til en lavere el-pris på p.t. 0,64 DKK/kWt. Der er ikke foretaget vurdering af på hvilket økonomisk grundlag en mængdedifferentieret pris til industrien kan fastholdes. Dette bør belyses grundigere i et evt videre udredningsarbejde.

De nationaløkonomiske konsekvenser har vi kun berørt flygtigt og kvalitativt, idet vi er af den opfattelse, at disse konsekvenser beror på mange faktorer, der ligeledes ligger udenfor rammerne for dette notat.

Der er endvidere ikke foretaget en vurdering af prisrisiko i fremtiden ved køb af el på det islandske marked. For notatet ligger til grund at der kan forhandles en prisaftale der ikke ændrer væsentligt på de nuværende økonomiske forudsætninger.

Andre forhold der ikke er berørt her er f.eks.:

- Hvordan færøske klimaforpligtelser kan påvirke de økonomiske forudsætninger for en kabelforbindelse.
- Hvordan indfasning af forbrugere til kabelforbindelsen kan gennemføres på en økonomisk bæredygtig måde.
- En nærmere redegørelse for mulighederne at reducere el-prisen til både erhverv og privatforbruger igennem pris-, mængde og betingelsesdifferentiering.
- En højere udnyttelse af kabelkapaciteten ved at benytte elkraft i transportsektoren til forsyning af fremtidige elektriske og/eller hydrogendrevne biler.
- Hvordan en mulig videreførsel af kabelforbindelsen til Shetland / Skotland vil påvirke økonomi og forsyningssikkerhed. Der antages i dette tilfælde at kabelet har en større overføringskapacitet end 100 MW.

Bilag 1: 100 MW kabel - Investering og elpris – 350 GWt/år

		DKK
Rentesats	5%	
Kabel - levetid i år	30	
Kabel - årlige driftsomkostninger	1%	
Valuta kurs ISK/DKK	11.60	
Moms	0.00	
Importeret med kabel	350,000,000	
Max power (kW)	100,000	
Marginal effekttab, kabel + Færøsk distribution	15%	
Kabel, konverterstationer og lægning		1,940,000,000
Udbygning af færøsk net + reservekapacitet	1.00	680,000,000
Nedgravning av kabel	1.00	80,000,000
Årlig kapital omkostning		175,638,874
Driftsomkostning		27,000,000
Ren energi pris i Island	DKK/kWt	0.27
Transmission i Island	A	0.13
Total elpris ved konverterstation i Island	DKK/kWt	0.40
Større effekttab per kWh	DKK/kWt	0.00
Energikøb fra Island	DKK	139,885,595.69
Omkostninger for effekttab	DKK	20,283,411.38
Årlig kapital omkostning	DKK	175,638,874.72
Driftsomkostning	DKK	27,000,000.00
Total årlige omkostninger	DKK	362,807,881.78
Total årlige omkostninger	DKK/kWt	1.04

Tabel b1: I tabellen ovenfor vises resultat fra investeringskalkulen for indkøb af 350 GWt el fra island ved etablering af 100 MW kabelforbindelse til Færøerne. Der regnes med en levetid på 30 år, driftsomkostninger på 1% pr. år og en rentesats på 5%. I beregningerne er medregnet et samlet effekttab på 15%, for henholdsvis kabel, konverterstationer og det færøske transmissions- og distributionsnet. Det ses at ved en investering på 2,0 mia. DKK for kabel og konverterstationer samt 680 mio. DKK til styrkelse af net og reservekapacitet på Færøerne beregnes el-prisen ved færøsk kyst til 1,04 DKK/kWt.