

**Bellonas kommentarer til  
”Kraft fra land til norsk sokkel”**

Forfattere:  
Birgitte Laird  
Marius Holm

Dato: 15.02.08

**BELLONA**

## Sammendrag

Bellona har gått gjennom bakgrunnstallene for elektrifiseringsrapporten "Kraft fra land til norsk sokkel" utgitt i januar 2008 av Oljedirektoratet, Norges vassdrags- og energidirektorat, Petroleumstilsynet og Statens forurensingstilsyn (heretter kalt rapporten). Rapporten konkluderte med at elektrifisering av eksisterende innretninger som tiltak for reduserte klimagassutslipp koster fra 1600 til 3800 kroner per tonn CO<sub>2</sub>.

Rapporten gir etter Bellonas mening ikke grunnlag for å konkludere med at elektrifisering av eksisterende innretninger er et for dyrt klimatiltak. Gjennomsnittsberegninger for områder bør brytes ned til feltspesifikke tall, for å identifisere de beste prosjektene, og egne vurderinger bør gjøres i forbindelse med ombygginger, utvidelser etc.

Bellona er uenig i de forutsetninger som er gjort med hensyn til kraftkostnader. Rapporten legger til grunn at dedikert kraftproduksjon koster opp til 1,23 øre/kWh. Bellona har gjort beregninger som viser at dersom man velger andre dedikerte kraftkilder som vind og vann for elektrifisering av sokkelen, vil tiltakskostnadene for CO<sub>2</sub>-reduksjon halveres, og bli lavere enn fremtidige kvotekostnader beregnet av SSB<sup>1</sup>.

## Innledning

Om lag en fjerdedel av Norges CO<sub>2</sub>-utslipp kommer fra sokkelen. Det kommer derfor til å bli vanskelig å oppnå store reduksjoner i norske utslipp uten å inkludere tiltak på sokkelen. Hensikten med Bellonas arbeid med rapporten har vært å se om det finnes alternative elektrifiseringsløsninger som bør utarbeides videre.

Etter at bakgrunnstallene for rapporten ble lagt ut for offentligheten 22. januar, har Bellona gått gjennom de forskjellige scenariene med spesielt fokus på S1-scenariene. I S1-scenariene antar rapporten at kraften fra land skal komme fra dedikerte kraftkilder, nemlig nedskalerte gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-rensing. For de fleste områdene er det S1-scenariene som gir lavest tiltakskostnader. I "kraft fra markedet"-scenariene (S2-scenariene) er ulempen ved å bruke importert kraft fra fossile kilder større enn fordelene med lavere kraftkostnad.

## Dedikert kraft

For å unngå at økt kraftforbruk på sokkelen skal medføre økte klimagassutslipp fra kraftproduksjon i utlandet, har man valgt å se på kostnader ved å etablere ny kraftproduksjon tilsvarende petroleumsinstallasjonenes energiforbruk. Installasjonene skal likevel være knyttet til det ordinære kraftnettet, av hensyn til regularitet og forsyningssikkerhet.

I rapportens S2- og S3-scenarier blir kraftkostnadene beregnet med pris per kWh som input. I S1-scenariene derimot, blir kraftkostnadene presentert som summen av investerings- og driftskostnader for de nedskalerte gasskraftverkene. Denne presentasjonsmetoden gjør det vanskelig å sammenligne de forskjellige scenariene og er dårlig egnet til å vise hvor dyr kraft fra et nedskalert gasskraftverk egentlig er. Dersom man i stedet presenterer kraftkostnadene som NOK/kWh, får man følgende implisitte kraftkostnad for de fire områdene (for beregninger se Vedlegg I):

---

<sup>1</sup> SSB: Kraftpris og CO<sub>2</sub>-utslipp fram mot 2020, Notat 01 2008

### **S1-scenariene, nedskalerte gasskraft med rensing**

	<b>Implisitt kraftpris</b>	<b>Tiltakskostnad</b>	<b>Strømforbruk</b>	<b>CO2 reduksjon</b>
	<b>S1</b>	<b>S1</b>	<b>i 2015</b>	<b>på sokkelen i 2015</b>
	<b>(NOK/kWh)</b>	<b>(NOK/tonn CO2)</b>	<b>(TWh)</b>	<b>(millioner tonn)</b>
Sørlige Nordsjø	<b>0,88</b>	1 851	0,89	0,54
Midtre Nordsjø	<b>1,23</b>	3 814	0,56	0,31
Norlige Nordsjø	<b>0,65</b>	1 554	3,10	1,91
Norskehavet	<b>0,97</b>	1 900	<u>1,29</u>	<u>0,86</u>
			5,84	3,61

Et spørsmål Bellona stiller seg er:

Hvorfor har man brukt så mye ressurser på å regne på en kraftkilde som er så dyr, og avskrevet alternative billigere kraftkilder som usannsynlige? Både marginal vindkraft og marginal vannkraft vil være billigere og renere kraftkilder enn dedikert gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-rensing, som slipper ut NO<sub>x</sub> og noe CO<sub>2</sub>.

Rapportens svar på vårt spørsmål er som følger:

*“Det synes imidlertid lite trolig at elektrifisering i seg selv vil bidra til økt norsk kraftproduksjon fra vann og vind. Vindkraft stoppes i dag primært av lønnsomhet, men tilgangen begrenses også av konsesjonspraksis. Om elektrifisering skal fremme økt norsk produksjon av vann- eller vindkraft, må elektrifiseringen i seg selv medføre en mer liberal konsesjonspraksis eller vesentlig bedre inntekter. Dette synes ikke svært sannsynlig. Det vurderes heller ikke som realistisk å forutsette store mengder vannkraft eller vindkraft plassert nær uttakspunkter til sokkelen, og denne produksjonen vil ikke kunne oppnå den regularitet og brukstid som er nødvendig for forsyning til sokkelen.”*

Med andre ord, rapporten anser både vann og vind som urealistisk p.g.a:

1. Kostnad
2. Konsesjonspraksis
3. Plassering og regularitet

#### 1. Kostnad

Spørsmålet er altså hvor mye koster marginal vind- og vannkraft.

#### *Vind*

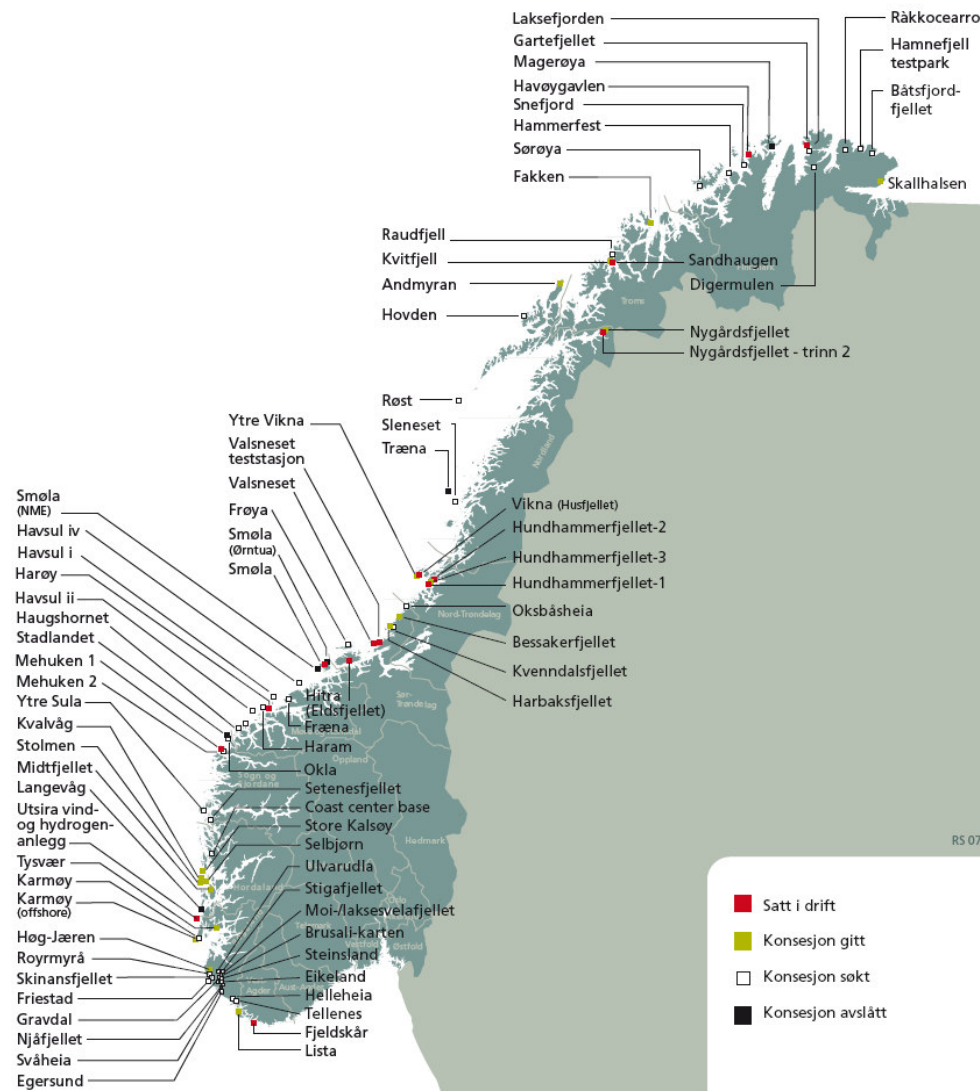
Vi vet at vindkraft koster mellom 55 øre/kWh og 65 øre/kWh avhengig av nettariffer og vindforhold.<sup>2</sup> Vi vet også at det med dagens prisnivå og støtteordninger foregår minimal vindutbygging i Norge. Med andre ord, er du villig til å inngå en langsiktig kontrakt på 60 øre/kWh, vil du realisere marginal vindkraft.

I følge NVE vil en total installert effekt på 5000 MW, tilsvarende inntil 2000 vindturbiner, være en realistisk illustrasjon på hva som kan bygges av vindkraftverk på land dersom det tas utgangspunkt i dagens nettkapasitet og hva som forventes å bli bygd av nett fremover. En slik installasjon kan

<sup>2</sup> Kilde: Statkraft, diverse presentasjoner, høsten 2007.

reflektere en skånsom utbygging der også andre viktige hensyn som reindrift, reiseliv og miljø i vid forstand kan ivaretas på en fornuftig måte. En installert effekt på 5000 MW vil tilsvare en elektrisitetsproduksjon på ca. 11 % av det norske forbruket.

Dersom man antar at gjennomsnittlig antall driftstimer er 2 800 per år, representerer dette 14 TWh. Det burde med andre ord være nok marginal vindkraft tilgjengelig til å elektrifisere deler av sokkelen selv med en streng (men effektiv) konsesjonsbehandling.



Figur 1: Vindkraft i Norge, status 4. kvartal 2007

Kilde: <http://www.nve.no/FileArchive/289/statuskartvindkraftnovember2007.pdf>

### Småkraft / oppgradering av eksisterende anlegg

Ifølge Småkraftforeninga vil en økning på 5 øre/kWh fra dagens prisnivå på rundt 35 øre/kWh, kunne realisere 5 TWh ny småkraft. Problemet med småkraft er at selv om potensialet er stort med

dagens kraftpriser er konsesjonssystemet en flaskehals. Dette er også tilfelle for oppgradering av eksisterende vannkraft.

*NVE opererer med følgende teoretiske potensial for småkraft med en utbyggingskostnad opp til 5 kr/kWh (dvs. kraftkostnader opptil ca. 50 øre/kWh):*

Nord-Trøndelag:	1303 GWh
Sør-Trøndelag:	840 GWh
Møre og Romsdal:	3361 GWh
Sogn og Fjordane:	6169 GWh
Hordaland:	4412 GWh
Rogaland:	1878 GWh
Vest-Agder:	967 GWh
Aust-Agder:	<u>605 GWh</u>
SUM:	19 535 GWh eller om lag 20 TWh

## 2. Konsesjonspraksis

Det ser ut til å være full enighet om at NVEs mangel på ressurser er flaskehalsen i systemet. En løsning på dette problemet er å gi NVE betydelige ressurser så de kan utføre grundige konsesjonsbehandlinger både for vind- og vannkraft. Hvis disse kostnadene blir belastet elektrifiseringsprosjektene mener Bellona at mange av prosjektene som blir godkjent representerer marginalkraft, eller kraft som ikke ville bli bygget ut uten elektrifisering av sokkelen.

## 3. Plassering og regularitet

Som vist ovenfor har Norge nok marginale vann- og vindkraftkilder til å produsere kraft til å dekke sokkelens behov. På grunn av høye krav til regularitet må man kunne bruke kraft fra nettet som regulatorkraft. Så lenge de dedikerte kraftkildene produserer nok kraft i løpet av et år til å dekke elektrifiseringsbehovet, og man har et nett som kan takle den eventuelle ekstrabelastingen, burde dette være uproblematisk. Også i rapportens ”dedikerte gasskraft”-scenarier har man antatt kobling til lokalnettet for å dekke kraftbehovet ved utfall.

I S2-scenariene, der man kun henter kraft fra nettet, er det lagt inn nettførsterkninger og høyere tap (14%), enn i ”dedikert kraft”-scenariene. Det er lagt inn tilsvarende nettførsterkninger og tap i Bellonas ”dedikert vannkraft”-scenario. Når det gjelder plassering må man selvfølgelig velge de kraftprosjektene som er best egnet for elektrifisering. Man kan jo også se for seg scenarier der man dedikerer en kombinasjon av vannkraft og vindkraft. I en diskusjon med Statnett burde man kunne finne ut hvor det er best å plassere dedikert fornybar kraftproduksjon.

## **Bellonas elektrifiseringsscenarier**

Bellona har valgt å regne på scenarier med dedikert fornybar kraft for områdene Norskehavet, Nordlige Nordsjø og Sørlege Nordsjø. Bellona har ikke hatt kapasitet til å se på Midtre Nordsjø. Dette er et område som er dyrt å elektrifisere og som har relativt små CO<sub>2</sub>-utslipp.

Bellona har sett på et vindkraft-scenario (Norskehavet), et vannkraft-scenario (Sørlege Nordsjø) og et scenario med en blanding av dedikert vann og dedikert vind (Nordlige Nordsjø). For alle tre områdene er det lagt inn fire år med prosjektstillinger hos NVE (30 millioner per år) for konsesjonsbehandling. Dersom man antar at hver stilling koster én million i året og at disse tre områdene skal elektrifiseres, tilsvarer dette altså 30 fireårige prosjektstillinger. Per i dag har

gruppen Energikonsesjon hos NVE ni ansatte, og den ekstra bemanningen vi anbefaler vil derfor gi betydelig utløsende faktor.

Det er også kjørt enkelte scenarier med høyere markedspris for gass. I rapporten var gassen lagt inn med en markedspris lik 1,31 NOK/Sm<sup>3</sup>. StatoilHydros gjennomsnittlige gassinntekt for de 9 første månedene i 2007 var 1,61 NOK/Sm<sup>3</sup> og gjennomsnittlig oljeinntekt var 66,7 USD/fat. I 2006 oppnådde selskapet en gjennomsnittlig gassinntekt på 1,91 NOK/Sm<sup>3</sup>. Bellona har valgt å bruke en gasspris lik 1,61 NOK/Sm<sup>3</sup> minus tariffen i noen av sine scenarier, for å vise effekten av høyere olje- og gasspriser.

Sokkelens kraftbehov er avtagende. De fire områdene vil gå fra et samlet kraftbehov (ved delelektrifisering) på ca. 5,8 TWh i 2015 til ca. 4,3 TWh i 2020. På grunn av EUs krav om minst 20 % fornybar kraft innen 2020 og forventninger om et strammere kvotemarked i perioden 2015-2020, vil kraftprisene antageligvis stige. I rapportens S3-scenarier antas en kraftpris i 2020 lik 67 øre/kWh. Høyere kraftpriser vil gjøre marginal vind- og vannkraft konkurransedyktige. Bellona har snakket med en vindkraftprodusent som sier at de vil være villige til å ta en slik markedsrisiko dersom de har en elektrifiseringskontrakt i bunnen.

### **Norskehavet (S1 tiltakskostnad: 1900 kroner/tonn)**

For Norskehavet er det forutsatt dedikert vindkraft.

#### Scenario NH1:

- Vindkraft til 60 øre/kWh.
- Nettforsterkninger på 450 MNOK. (Antar tilsvarende nettforsterkninger som i "kraft fra markedet"-scenariet.)
- Kostnader for økt konsesjonsbehandling (4\*10MNOK for prosjektstillinger).
- Alle andre forutsetninger som S1-scenariet (bortsett fra NO<sub>x</sub>- og CO<sub>2</sub> utslippene fra nedskalerte gasskraftverk).

**Resultat: Tiltakskostnad redusert til 1275 NOK/tonn.** (Se Vedlegg II)

#### Scenario NH2:

- Oppstart i 2013. Antar at fordi Draugen må ta en elektrifiseringsavgjørelse snart, vil det være politisk vilje til å gi dette elektrifiseringsprosjektet prioritet.
- Alle andre forutsetninger som NH1-scenariet.

**Resultat: Tiltakskostnad redusert til 1142 NOK/tonn.** (Se Vedlegg III)

#### Scenario NH3:

- Nettforsterkninger halvert til 225 MNOK.
- Antar at frigjort gass kan selges for 1,61 NOK/Sm<sup>3</sup> minus tariffen.
- Alle andre forutsetninger som NH2-scenariet.

**Resultat: Tiltakskostnad redusert til 943 NOK/tonn.** (Se Vedlegg IV)

## Sørlige Nordsjø (S1 tiltakskostnad: 1851 kroner/tonn)

For Sørlige Nordsjø er det forutsatt dedikert vannkraft til 45 øre/kWh. Mellom 5 og 10 øre/kWh er lagt til dagens prisnivå for å sikre marginal småkraft med god lokalisering.

### Scenario SN1:

- Vannkraft til 45 øre/kWh.
- Lagt inn kostnader for økt konsesjonsbehandling.
- Tap i nettet økt fra 11% til 14% (som ”kraft fra nettet”-scenariene i rapporten).
- Alle andre forutsetninger som S1-scenariet (bortsett fra NO<sub>x</sub>- og CO<sub>2</sub>-utslippene fra nedskalerte gasskraftverk).

**Resultat: Tiltakskostnad redusert til 937 NOK/tonn.** (Se Vedlegg V)

### Scenario SN2:

- Antar at frigjort gass kan selges for 1,61 NOK/Sm<sup>3</sup> minus tariffer.
- Alle andre forutsetninger som SN1-scenariet.

**Resultat: Tiltakskostnad redusert til 816 NOK/tonn.** (Se Vedlegg VI)

Dersom man antar at konsesjonsbehandlingen hos NVE vil være den store flaskehalsen også i årene fremover, vil det at man betaler for økt konsesjonskapasitet hos NVE være nok til å realisere prosjekter, selv ved en kraftpris på 35 øre/kWh.

### Scenario SN3:

- Vannkraft til 35 øre/kWh.
- Alle andre forutsetninger som SN2-scenariet.

**Resultat: Tiltakskostnad redusert til 642 NOK/tonn.** (Se Vedlegg VII)

## Nordlige Nordsjø (S1 tiltakskostnad: 1554 kroner/tonn)

Nordlige Nordsjø er et område med stort kraftbehov og mange innretninger. Det er antatt en kombinasjon av dedikert vann og vindkraft til 50 øre/kWh.

### Scenario NN1:

- Vann- og vindkraft til 50 øre/kWh.
- Nettforsterkninger som "kraft fra markedet"-scenariet (200 MNOK).
- Lagt inn kostnader for økt konsesjonsbehandling.
- Tap i nettet økt fra 11% til 14% (som i "kraft fra markedet"-scenariet).
- Alle andre forutsetninger som S1-scenariet (bortsett fra NO<sub>x</sub>- og CO<sub>2</sub> utslippene fra nedskalerte gasskraftverk).

**Resultat: Tiltakskostnad redusert til 1212 NOK/tonn.** (Se Vedlegg VIII)

### Scenario NN2:

- Antar at frigjort gass kan selges for 1,61 NOK/Sm<sup>3</sup> minus tariffer.
- Alle andre forutsetninger som NN1-scenariet.

**Resultat: Tiltakskostnad redusert til 1092 NOK/tonn.** (Se Vedlegg IX)

## Videre optimalisering

Rapporten hadde som elektrifiseringsmål å redusere CO<sub>2</sub>-utslippene på sokkelen mest mulig. Dette var selvfølgelig et godt utgangspunkt, men når resultatet blir høye tiltakskostnader for store områder, oppnår man ingen reduksjon i CO<sub>2</sub>-utslipp. Man bør derfor gå tilbake til feltinformasjonen (som Bellona ikke har tilgang til) og luke ut de dyreste prosjektene. Tiltakskostnadene for de enkelte felt vil være avhengig av blant annet levetid, virkningsgrad på turbinene, ombyggingskostnader og beliggenhet. Ifølge kabelselskapene er ikke skalafordelene så betydningsfulle at de utelukker å gjøre mindre deelektrifiseringer med færre felt.

## Elektrifisering vil bidra til vesentlige NO<sub>x</sub>-utslipp

NO<sub>x</sub>-avtalen som nylig er inngått mellom Miljøverndepartementet og næringslivets bransjeorganisasjoner har som formål å utløse reduksjoner i NO<sub>x</sub>-utslipp på 30000 tonn. Dette vil sannsynligvis ikke være tilstrekkelig til å oppfylle Göteborg-protokollen, som forplikter Norge til å redusere våre utslipp av NO<sub>x</sub> fra 194500 tonn i 2006 til 156000 tonn i 2010. Dette innebærer at Norge med stor sannsynlighet vil bryte våre folkerettslige forpliktelser, med mindre tiltak utover de som utløses av avtalen settes i verk. Elektrifisering i det omfang rapporten foreslår vil, dersom kraften hentes fra fornybar energi, gi NO<sub>x</sub>-reduksjoner i størrelsesorden 13000 tonn. Disse vil ikke kunne utløses innen Göteborg-protokollens tidsfrist, men det er vanskelig å se at andre tiltak vil kunne tette dette gapet raskere. Det største potensialet vil være i vegtrafikken, som ikke er omfattet av NO<sub>x</sub>-avtalen. Men utslippsreduksjoner i vegtrafikken er knyttet til utskifting av kjøretøyparken, som også tar svært lang tid.



## Offshore gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-fangst og lagring

Sevan Marine og Siemens har lansert et konsept for gasskraftverk med CO<sub>2</sub>-rensing på flytende innretninger, som kan etableres i tilknytning til petroleumsinstallasjoner. Dette konseptet er ikke kostnadsvurdert av rapporten, fordi teknologien anses som umoden. Bellona mener det bør foretas en vurdering av dette konseptet, som kan være særlig relevant på innretninger i nærheten av aktuelle lagringssteder for CO<sub>2</sub>, som Sleipner, Utsira og Johansen-formasjonen. Sevan Marines flytende innretning er etablert teknologi, og allerede i bruk som FPSO. Siemens sitt gasskraftverk med rensing er like moden teknologi som de gasskraftverkene som rapporten har lagt til grunn i sine egne S1-scenarier. Kombinasjonen av flyter og gasskraftverk er uprøvd, men burde likevel ha vært mulig å kostnadsberegne.

## Elektrifisering ved ombygginger av eksisterende felt

I rapporten utgjør kostnader knyttet til fjerning av turbiner for å skaffe plass og bæreevne til elektroteknisk utstyr 20 – 40 prosent av investeringskostnadene. Flere eksisterende modne felt på norsk sokkel står overfor store fremtidige investeringer for å øke utvinningsgraden og forlenge levetiden. For eksempel arbeider ConocoPhillips med studier for ombygginger, nybygg og oppgraderinger på Ekofisk, med investeringskostnader opp imot 100 milliarder. Ved større ombygginger kan man trolig se bort i fra kostnader til fjerning av turbiner i vurderingen av tiltakskostnad for elektrifisering.

## Nye felt

Rapporten har ikke hatt som mandat å utrede elektrifisering av nye felt. Erfaringer fra utviklingen av felt som Troll og Gjøa tilsier at elektrifisering av nye installasjoner i mange tilfeller vil være lønnsomt, siden lisensene av kommersielle årsaker har valgt slike løsninger. Olje- og energidepartementet bør stille krav om elektrifisering eller andre nullutslippsløsninger på alle nye felt.

## Hva er et dyrt tiltak?

Vi vet at EU-kommisjonen har foreslått å lovfeste forpliktelsene om økt fornybar kraftproduksjon (20 % i 2020) og målsatt reduksjonen av CO<sub>2</sub>-utslipp til 20 % innen 2020. Fordi det er usannsynlig at man klarer å få på plass CO<sub>2</sub>-håndtering i stor skala innen 2020, er det rimelig å anta at kvoteprisene må bli høye hvis man skal oppnå store CO<sub>2</sub>-reduksjoner.

Tabellen nedenfor er hentet fra SSBs analyse av kvotepriser og tilhørende europeiske kraftpriser i et understudie til rapporten. Hvis man skal oppnå store kutt i europeiske utslipp, vil både kvotepriser og kraftpriser måtte øke dramatisk.

**Tabell 1. Kraftpris og CO<sub>2</sub>-utslipp i ulike scenarier for 2020**

Scenario	Forutsetning om kjernekraft	Kvotepreis (eksogen) Nkr/tonn CO <sub>2</sub>	Kraftpris, Norge Nkr/kWh	Endring i vesteuropeiske CO <sub>2</sub> -utslipp ift. 1990
1	Ingen ny kapasitet	400	0.56	16 %
2		600	0.65	1 %
3		800	0.70	-7 %
4		1000	0.75	-11 %
5	Full investeringsfrihet	400	0.38	-9 %
6		600	0.38	-15 %
7		800	0.38	-19 %
8		1000	0.39	-22 %
9	Maks. 40% økt kapasitet ift. 2000	400	0.55	10 %
10		600	0.62	-2 %
11		800	0.67	-9 %
12		1000	0.69	-13 %

## Konklusjon

Det er ikke faglig grunnlag for de kostnadstallene OD, NVE, Ptil og SFT har konkludert med i sin rapport. Olje- og energidepartementet må arbeide videre med beslutningsgrunnlaget for elektrifisering.

I vurderingen av hva som er et dyrt klimatiltak vil kvotepreiser ikke være det eneste relevante sammenligningsgrunnlaget. Klimaforliket mellom regjeringspartiene og Høyre, Krf og Venstre slår fast at vel halvparten av klimakuttene som skal bringe Norges utslipp ned med 30 prosent innen 2020, skal gjennomføres innenlands. I lys av dette må klimatiltak i petroleumssektoren sammenlignes med tiltak i transportsektoren, industrien, landbruket og bygningsmassen. I disse sektorene har SFT identifisert både lønnsomme, billige og dyre tiltak. De lønnsomme og billige tiltakene har begrenset volum, og begrenses også sterkt av ulike teknologiske, økonomiske og sosiale barrierer, slik at gjennomføring av relativt dyre tiltak er uunngåelige.

## Vedlegg I, Sørlike Nordsjø, S1-scenario basert på 88 øre/kWh i kraftkostnad<sup>3</sup>

Forutsetninger	
Gjennomsnittlig elektrisitetstap ved overførsel	11 %
Prosjektledelse som prosent av investeringene	5 %
Levetid kabler	40 år
% Restverdi kabler	83 %
NOx-utslipp fra gasskraftverk	0,025 tonn/GWh
NOx-avgift	50 kr/kg
Salgsverdi - naturgass, (131-8) øre/Sm3	1,23 NOK/Sm3
Kraftkostnad	0,88 NOK/kWh
Diskonteringsats	5 %

### Elektrifisering fra gasskraftverk med rensing (S1)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Netto reduksjon i CO <sub>2</sub> -utslipp (mill. tonn)						0,00	0,00	0,48	0,47	0,47	0,38	0,37	0,37	0,36	0,35	0,34	0,33	0,33	0,30	0,29	0,28	0,20	0,20	0,18	0,13	0,10	0,08
Netto reduksjon i NOx-utslipp (1000 tonn)						0,00	0,00	1,49	1,44	1,44	1,09	1,07	1,08	1,06	1,04	1,04	1,02	1,03	0,94	0,90	0,90	0,73	0,73	0,71	0,50	0,36	0,27
Strøm produsert for sokkelen (TWh)								0,89	0,88	0,88	0,76	0,73	0,73	0,70	0,68	0,66	0,65	0,64	0,59	0,55	0,54	0,32	0,32	0,31	0,26	0,19	0,15
Gass solgt (mill Sm3)								214	212	213	180	174	173	167	161	156	154	152	140	132	130	85	84	78	58	44	34

NPV, CO <sub>2</sub> -reduksjon:	3,80 millioner tonn
NPV, NOx-reduksjon:	11,72 tusen tonn

### Kontantstrøm (mill. NOK)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
Ombygging					-343	-686	-686																					
Kabler ++					-634,6	-1269	-1269																					
Prosjektledelse					-49	-98	-98																					
Nedetid																												
Restverdi																												1317
Reduserte driftskostnader								114	114	114	114	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	58	58	58	58	37	37	
Besparelser NOx-avgift					0	0	0	75	72	72	55	54	54	53	52	52	51	51	47	45	45	36	36	35	25	18	13	
Innkjøp av elektrisitet					0	0	0	-783	-775	-779	-672	-649	-645	-621	-600	-580	-573	-568	-520	-489	-481	-279	-281	-273	-226	-168	-129	
Salg av gass					0	0	0	264	261	262	221	213	213	205	198	192	189	187	172	163	160	104	103	97	72	54	42	
<b>Netto kontantstrøm</b>					<b>-1 027</b>	<b>-2 053</b>	<b>-2 053</b>	<b>-418</b>	<b>-328</b>	<b>-331</b>	<b>-282</b>	<b>-296</b>	<b>-292</b>	<b>-277</b>	<b>-263</b>	<b>-250</b>	<b>-247</b>	<b>-243</b>	<b>-215</b>	<b>-195</b>	<b>-190</b>	<b>-80</b>	<b>-83</b>	<b>-83</b>	<b>-71</b>	<b>-59</b>	<b>1 280</b>	

NPV, netto kontantstrøm	(7 035) millioner NOK
-------------------------	-----------------------

"Prosjektøkonomisk tiltakskostnad per tonn CO <sub>2</sub> ": (med NOx-avgift som "inntekt")	
Kroner/tonn = Neddiskonterte nettokostnader/Neddiskontert årlig CO <sub>2</sub> -reduksjon	1 851 NOK/tonn

<sup>3</sup> I de opprinnelige beregningene av tiltakskostnaden for Sørlike Nordsjø ble restverdien tatt med to ganger. Den korrekte tiltakskostnaden er derfor 1851 NOK/tonn, ikke 1615 NOK/tonn.

## Vedlegg I, Midtre Nordsjø, S1-scenario basert på 123 øre/kWh i kraftkostnad

Forutsetninger	
Gjennomsnittlig elektrisitetstap ved overførsel	11 %
Prosjektledelse som prosent av investeringene	5 %
Levetid kabler	40 år
% Restverdi kabler	80 %
NOx-utslipp fra gasskraftverk	0,025 tonn/GWh
NOx-avgift	50 kr/kg
Salgsverdi - naturgass, (131-8) øre/Sm <sup>3</sup>	1,23 NOK/Sm <sup>3</sup>
Kraftkostnad	1,23 NOK/kWh
Diskonteringsats	5 %

### Elektrifisering fra gasskraftverk med rensing (S1)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Netto reduksjon i CO <sub>2</sub> -utslipp (mill. tonn)						0,00	0,00	0,27	0,27	0,25	0,17	0,18	0,16	0,11	0,09	0,09	0,07	0,07	0,07	0,07	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,01
Netto reduksjon i NOx-utslipp (1000 tonn)						0,00	0,00	1,13	1,16	1,06	0,64	0,67	0,61	0,31	0,25	0,25	0,14	0,13	0,12	0,12	0,11	0,11	0,10	0,10	0,10	0,10	0,03
Strømbehov på sokkelen (TWh)								0,50	0,51	0,47	0,31	0,32	0,30	0,19	0,17	0,17	0,12	0,12	0,12	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,01
Strøm produsert for sokkelen (TWh)								0,56	0,57	0,53	0,35	0,36	0,34	0,21	0,19	0,19	0,14	0,14	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,01
Gass solgt (mill Sm <sup>3</sup> )								124	127	117	80	81	76	50	44	44	34	33	32	31	30	30	29	29	28	28	4

NPV, CO <sub>2</sub> -reduksjon:	1,52 millioner tonn
NPV, NOx-reduksjon:	5,23 tusen tonn

### Kontantstrøm (mill. NOK)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
Ombygging					-214	-428	-428																					
Kabler ++					-571	-1 141	-1 141																					
Prosjektledelse					-39	-78	-78																					
Nedetid																												
Restverdi																												1141
Reduserte driftskostnader								58	58	58	58	58	58	58	37	37	37	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	0
Besparelser NOx-avgift					0	0	0	56	58	53	32	33	31	15	13	12	7	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	2
Innkjøp av elektrisitet					0	0	0	-692	-702	-648	-431	-446	-419	-263	-232	-232	-172	-168	-165	-158	-155	-153	-151	-149	-147	-145	-17	
Salg av gass					0	0	0	152	156	144	98	100	94	62	54	54	42	41	40	38	37	37	36	36	35	35	5	
<b>Netto kontantstrøm</b>					<b>-824</b>	<b>-1 648</b>	<b>-1 648</b>	<b>-494</b>	<b>-430</b>	<b>-393</b>	<b>-242</b>	<b>-254</b>	<b>-237</b>	<b>-128</b>	<b>-129</b>	<b>-128</b>	<b>-87</b>	<b>-105</b>	<b>-103</b>	<b>-98</b>	<b>-96</b>	<b>-95</b>	<b>-93</b>	<b>-92</b>	<b>-91</b>	<b>-90</b>	<b>1 130</b>	

NPV, netto kontantstrøm	(5 801) millioner NOK
-------------------------	-----------------------

### "Prosjektøkonomisk tiltakskostnad per tonn CO<sub>2</sub>": (med NOx-avgift som "inntekt")

Kroner/tonn = Neddiskonterte nettokostnader/Neddiskontert årlig CO <sub>2</sub> -reduksjon	3 814 NOK/tonn
--	----------------

## Vedlegg I, Nordlige Nordsjø, S1-scenario basert på 65 øre/kWh i kraftkostnad

Forutsetninger	
Gjennomsnittlig elektrisitetstap ved overførsel	11 %
Prosjektledelse som prosent av investeringene	5 %
Levetid kabler	40 år
% Restverdi kabler	62 %
NOx-utslipp fra gasskraftverk	0,024 tonn/GWh
NOx-avgift	50 kr/kg
Salgsverdi - naturgass, (131-15) øre/Sm3	1,16 NOK/Sm3
Kraftkostnad	0,65 NOK/kWh
Diskonteringsatts	5 %

### Elektrifisering fra gasskraftverk med rensing (S1)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Netto reduksjon i CO <sub>2</sub> -utslipp (mill. tonn)						0,00	0,00	1,72	1,67	1,56	1,60	1,56	1,34	1,02	1,01	0,75	0,73	0,60	0,62	0,58	0,45	0,36	0,12	0,11	0,10	0,04	0,04
Netto reduksjon i NOx-utslipp (1000 tonn)						0,00	0,00	8,04	7,85	7,30	7,51	7,30	6,37	4,82	4,75	3,43	3,34	2,72	2,75	2,59	1,96	1,61	0,57	0,53	0,48	0,20	0,18
Strømbehov på sokkelen (TWh)								2,76	2,64	2,30	2,38	2,30	2,00	1,47	1,46	1,31	1,29	1,02	1,05	0,99	0,77	0,63	0,18	0,16	0,15	0,07	0,06
Strøm produsert for sokkelen (TWh)								3,10	2,97	2,59	2,67	2,59	2,25	1,65	1,64	1,47	1,45	1,15	1,18	1,12	0,87	0,71	0,20	0,18	0,17	0,07	0,07
Gass solgt (mill Sm3)								769	745	693	709	693	594	463	453	338	328	267	270	256	192	154	57	53	47	20	18

NPV, CO <sub>2</sub> -reduksjon:	10,93 millioner tonn
NPV, NOx-reduksjon:	50,89 tusen tonn

### Kontantstrøm (mill. NOK)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
Ombygging					-1 509	-3 018	-3 018																					
Kabler ++					-1 627	-3 254	-3 254																					
Prosjektledelse					-157	-314	-314																					
Nedetid									-400																			
Restverdi																												2522
Reduserte driftskostnader								265	265	265	265	265	229	215	215	185	171	157	157	157	143	143	52	52	52	52	52	
Besparelser NOx-avgift					0	0	0	402	393	365	376	365	319	241	237	171	167	136	138	130	98	80	29	26	24	10	9	
Innkjøp av elektrisitet					0	0	0	-2 018	-1 933	-1 684	-1 741	-1 686	-1 465	-1 078	-1 071	-958	-945	-748	-769	-726	-565	-461	-130	-120	-109	-48	-43	
Salg av gass					0	0	0	892	865	804	823	804	689	537	525	393	381	309	313	297	223	179	66	61	55	23	21	
<b>Netto kontantstrøm</b>					<b>-3 293</b>	<b>-6 586</b>	<b>-6 586</b>	<b>-859</b>	<b>-411</b>	<b>-250</b>	<b>-277</b>	<b>-252</b>	<b>-228</b>	<b>-85</b>	<b>-93</b>	<b>-209</b>	<b>-226</b>	<b>-145</b>	<b>-162</b>	<b>-143</b>	<b>-101</b>	<b>-59</b>	<b>16</b>	<b>20</b>	<b>22</b>	<b>38</b>	<b>2 561</b>	

NPV, netto kontantstrøm	(16 982) millioner NOK
-------------------------	------------------------

<b>"Prosjektøkonomisk tiltakskostnad per tonn CO<sub>2</sub>": (med NOx-avgift som "inntekt")</b>	
Kroner/tonn = Neddiskonterte nettokostnader/Neddiskontert årlig CO <sub>2</sub> -reduksjon	<b>1 554 NOK/tonn</b>

## Vedlegg I, Norskehavet, S1-scenario basert på 97 øre/kWh i kraftkostnad

Forutsetninger	
Gjennomsnittlig elektrisitetstap ved overførsel	11 %
Prosjektledelse som prosent av investeringene	5 %
Levetid kabler	40 år
% Restverdi kabler	10 %
NOx-utslipp fra gasskraftverk	0,025 tonn/GWh
NOx-avgift	50 kr/kg
Salgsverdi - naturgass, (131-15) øre/Sm3	1,16 NOK/Sm3
Kraftkostnad	0,97 NOK/kWh
Diskonteringsatts	5 %

### Elektrifisering fra gasskraftverk med rensing (S1)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Netto reduksjon i CO <sub>2</sub> -utslipp (mill. tonn)						0,00	0,00	0,76	0,84	0,85	0,81	0,65	0,62	0,66	0,66	0,63	0,54	0,34	0,21	0,10	0,10	0,06	0,01	0,00	0,01	0,02	0,00
Netto reduksjon i NOx-utslipp (1000 tonn)						0,00	0,00	2,35	2,58	2,52	2,60	2,10	2,05	2,01	1,97	1,83	1,59	1,00	0,71	0,16	0,12	0,03	0,02	0,01	0,07	0,10	0,00
Strøm produsert for sokkelen (TWh)								1,29	1,35	1,23	1,25	1,04	1,01	0,96	0,97	0,87	0,75	0,45	0,36	0,12	0,09	0,04	0,02	0,01	0,03	0,04	0,00
Gass solgt (mill Sm3)								292	327	324	319	262	253	264	260	243	210	137	81	25	18	7	5	2	7	10	0

NPV, CO <sub>2</sub> -reduksjon:	5,41 millioner tonn
NPV, NOx-reduksjon:	16,51 tusen tonn

### Kontantstrøm (mill. NOK)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
Ombygging					-501	-1 002	-1 002																					
Kabler ++					-713	-1 426	-1 426																					
Prosjektledelse					-61	-121	-121																					
Nedetid									-318																			
Restverdi																												178
Reduserte driftskostnader								91	91	91	91	77	77	77	77	77	77	53	53	29	29	29	29	29	29	29	0	0
Besparelser NOx-avgift					0	0	0	118	129	126	130	105	102	100	98	92	80	50	35	8	6	1	1	0	4	5	0	0
Strømkostnad					0	0	0	-1 256	-1 310	-1 195	-1 218	-1 016	-979	-938	-947	-851	-733	-438	-347	-120	-86	-37	-23	-8	-29	-38	0	0
Salg av gass					0	0	0	338	379	376	370	304	294	307	301	281	244	159	94	29	20	8	5	2	9	11	0	0
<b>Netto kontantstrøm</b>					<b>-1 275</b>	<b>-2 550</b>	<b>-2 550</b>	<b>-1 027</b>	<b>-711</b>	<b>-602</b>	<b>-627</b>	<b>-530</b>	<b>-506</b>	<b>-454</b>	<b>-470</b>	<b>-401</b>	<b>-332</b>	<b>-176</b>	<b>-164</b>	<b>-54</b>	<b>-31</b>	<b>2</b>	<b>12</b>	<b>23</b>	<b>13</b>	<b>7</b>	<b>178</b>	

NPV, netto kontantstrøm	(10 279) millioner NOK
-------------------------	------------------------

<b>"Prosjektøkonomisk tiltakskostnad per tonn CO<sub>2</sub>": (med NOx-avgift som "inntekt")</b>	
Kroner/tonn = Neddiskonterte nettokostnader/Neddiskontert årlig CO <sub>2</sub> -reduksjon	<b>1 900 NOK/tonn</b>

## Vedlegg II, Norskehavet - alternativ 1

Forutsetninger	
Gjennomsnittlig elektrisitetstap ved overførsel	11 %
Prosjektledelse som prosent av investeringene	5 %
Levetid kabler	40 år
% Restverdi kabler	10 %
NOx-utslipp fra land	0,0 tonn/GWh
NOx-avgift	50 kr/kg
Driftskostnader kraftnett land	1,5 %
Salgsverdi - naturgass, (131-15) øre/Sm <sup>3</sup>	1,16 NOK/Sm <sup>3</sup>
Kraftkostnad	0,60 NOK/kWh
Diskonteringsatts	5 %

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Netto reduksjon i CO <sub>2</sub> -utslipp (mill. tonn)						0,00	0,00	0,86	0,94	0,94	0,90	0,72	0,69	0,73	0,73	0,69	0,60	0,37	0,24	0,11	0,11	0,06	0,01	0,00	0,02	0,02	0,00
Netto reduksjon i NOx-utslipp (1000 tonn)						0,00	0,00	2,38	2,60	2,54	2,62	2,12	2,06	2,02	1,98	1,85	1,61	1,02	0,72	0,17	0,13	0,04	0,03	0,01	0,08	0,11	0,00
Strømbehov på sokkelen (TWh)								1,15	1,20	1,09	1,11	0,93	0,90	0,86	0,87	0,78	0,67	0,40	0,32	0,11	0,08	0,03	0,02	0,01	0,03	0,03	0,00
Strøm produsert for sokkelen (TWh)								1,29	1,35	1,23	1,25	1,04	1,01	0,96	0,97	0,87	0,75	0,45	0,36	0,12	0,09	0,04	0,02	0,01	0,03	0,04	0,00
Gass solgt (mill Sm <sup>3</sup> )								292	327	324	319	262	253	264	260	243	210	137	81	25	18	7	5	2	7	10	0

<b>NPV, CO<sub>2</sub>-reduksjon:</b>	<b>6,01 millioner tonn</b>
<b>NPV, NOx-reduksjon:</b>	<b>16,69 tusen tonn</b>

### Kontantstrøm (mill. NOK)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
Ombygging					-501	-1 002	-1 002																					
Kabler ++					-713	-1 426	-1 426																					
Nettinvesteringer på land						-225	-225																					
Prosjektledelse					-61	-133	-133																					
Prosjektstillinger NVE					-43																							
Nedetid																												
Restverdi																												403
Reduserte driftskostnader								91	91	91	91	77	77	77	77	77	77	53	53	29	29	29	29	29	29	29	29	0
Driftskostnader, nettinvesteringer på land								-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	0
Besparelser NOx-avgift					0	0	0	119	130	127	131	106	103	101	99	92	80	51	36	9	7	2	1	1	1	4	5	0
Strømkostnad					0	0	0	-774	-808	-737	-751	-626	-604	-578	-584	-524	-452	-270	-214	-74	-53	-23	-14	-5	-18	-23	0	
Salg av gass					0	0	0	338	379	376	370	304	294	307	301	281	244	159	94	29	20	8	5	2	9	11	0	
<b>Netto kontantstrøm</b>					<b>-1 318</b>	<b>-2 786</b>	<b>-2 786</b>	<b>-551</b>	<b>-214</b>	<b>-150</b>	<b>-166</b>	<b>-146</b>	<b>-136</b>	<b>-100</b>	<b>-113</b>	<b>-80</b>	<b>-57</b>	<b>-14</b>	<b>-37</b>	<b>-14</b>	<b>-4</b>	<b>9</b>	<b>15</b>	<b>20</b>	<b>17</b>	<b>16</b>	<b>403</b>	

<b>NPV, netto kontantstrøm</b>	<b>(7 666) millioner NOK</b>
--------------------------------	------------------------------

<b>"Prosjektøkonomisk tiltakskostnad per tonn CO<sub>2</sub>": (med NOx-avgift som "inntekt")</b>	
Kroner/tonn = Neddiskonterte nettokostnader/Neddiskontert årlig CO <sub>2</sub> -reduksjon	<b>1 275 NOK/tonn</b>

## Vedlegg III, Norskehavet - alternativ 2<sup>4</sup>

Forutsetninger	
Gjennomsnittlig elektrisitetstap ved overførsel	11 %
Prosjektledelse som prosent av investeringene	5 %
Levetid kabler	40 år
% Restverdi kabler	10 %
NOx-utslipp fra land	0,0 tonn/GWh
NOx-avgift	50 kr/kg
Driftskostnader kraftnett land	1,5 %
Salgsverdi - naturgass, (131-15) øre/Sm <sup>3</sup>	1,16 NOK/Sm <sup>3</sup>
Kraftkostnad	0,60 NOK/kWh
Diskonteringsatts	5 %

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Netto reduksjon i CO <sub>2</sub> -utslipp (mill. tonn)				0,00	0,00	0,94	0,94	0,86	0,94	0,94	0,90	0,72	0,69	0,73	0,73	0,69	0,60	0,37	0,24	0,11	0,11	0,06	0,01	0,00	0,02	0,02	0,00
Netto reduksjon i NOx-utslipp (1000 tonn)				0,00	0,00	2,54	2,54	2,38	2,60	2,54	2,62	2,12	2,06	2,02	1,98	1,85	1,61	1,02	0,72	0,17	0,13	0,04	0,03	0,01	0,08	0,11	0,00
Strømbehov på sokkelen (TWh)				1,17	1,17	1,15	1,20	1,09	1,11	0,93	0,90	0,86	0,87	0,87	0,87	0,78	0,67	0,40	0,32	0,11	0,08	0,03	0,02	0,01	0,03	0,03	0,00
Strøm produsert for sokkelen (TWh)				1,32	1,32	1,29	1,35	1,23	1,25	1,04	1,01	0,96	0,97	0,87	0,87	0,87	0,75	0,45	0,36	0,12	0,09	0,04	0,02	0,01	0,03	0,04	0,00
Gass solgt (mill Sm <sup>3</sup> )				311	311	292	327	324	319	262	253	264	260	243	210	137	81	25	18	7	5	2	7	10	0		

<b>NPV, CO<sub>2</sub>-reduksjon:</b>	<b>7,03 millioner tonn</b>
<b>NPV, NOx-reduksjon:</b>	<b>19,41 tusen tonn</b>

### Kontantstrøm (mill. NOK)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
Ombygging			-501	-1 002	-1 002																							
Kabler ++			-713	-1 426	-1 426																							
Nettinvesteringer på land				-225	-225																							
Prosjektledelse			-61	-172	-172																							
Prosjektstillinger NVE				-43																								
Nedetid						-318																						
Restverdi																												363
Reduserte driftskostnader						91	91	91	91	91	91	77	77	77	77	77	77	53	53	29	29	29	29	29	29	29	29	0
Driftskostnader, nettinvesteringer på land						-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	-7	0
Besparelser NOx-avgift					0	127	127	119	130	127	131	106	103	101	99	92	80	51	36	9	7	2	1	1	4	5	0	0
Strømkostnad					0	-790	-790	-774	-808	-737	-751	-626	-604	-578	-584	-524	-452	-270	-214	-74	-53	-23	-14	-5	-18	-23	0	
Salg av gass					0	361	361	338	379	376	370	304	294	307	301	281	244	159	94	29	20	8	5	2	9	11	0	
<b>Netto kontantstrøm</b>			<b>-1 275</b>	<b>-2 868</b>	<b>-2 825</b>	<b>-537</b>	<b>-219</b>	<b>-233</b>	<b>-214</b>	<b>-150</b>	<b>-166</b>	<b>-146</b>	<b>-136</b>	<b>-100</b>	<b>-113</b>	<b>-80</b>	<b>-57</b>	<b>-14</b>	<b>-37</b>	<b>-14</b>	<b>-4</b>	<b>9</b>	<b>15</b>	<b>20</b>	<b>17</b>	<b>16</b>	<b>363</b>	

<b>NPV, netto kontantstrøm</b>	<b>(8 036) millioner NOK</b>
--------------------------------	------------------------------

<b>"Prosjektøkonomisk tiltakskostnad per tonn CO<sub>2</sub>": (med NOx-avgift som "inntekt")</b>	
<b>Kroner/tonn = Neddiskonterte nettokostnader/Neddiskontert årlig CO<sub>2</sub>-reduksjon</b>	<b>1 142 NOK/tonn</b>

<sup>4</sup> P.g.a. mangel på profiler for 2013 er det antatt at 2013 = 2014.



## Vedlegg IV, Norskehavet - alternativ 3

Forutsetninger	
Gjennomsnittlig elektrisitetstap ved overførsel	11 %
Prosjektledelse som prosent av investeringene	5 %
Levetid kabler	40 år
% Restverdi kabler	10 %
NOx-utslipp fra land	0,0 tonn/GWh
NOx-avgift	50 kr/kg
Driftskostnader kraftnett land	1,5 %
Salgsverdi - naturgass, (161-15) øre/Sm3	1,46 NOK/Sm3
Kraftkostnad	0,60 NOK/kWh
Diskonteringsatts	5 %

Statoilhydro average 1/1/07-30/9/07: 1,61 NOK/Sm3

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Netto reduksjon i CO2-utslipp (mill. tonn)				0,00	0,00	0,94	0,94	0,86	0,94	0,94	0,90	0,72	0,69	0,73	0,73	0,69	0,60	0,37	0,24	0,11	0,11	0,06	0,01	0,00	0,02	0,02	0,00
Netto reduksjon i NOx-utslipp (1000 tonn)				0,00	0,00	2,54	2,54	2,38	2,60	2,54	2,62	2,12	2,06	2,02	1,98	1,85	1,61	1,02	0,72	0,17	0,13	0,04	0,03	0,01	0,08	0,11	0,00
Strømbehov på sokkelen (TWh)				1,17	1,17	1,15	1,20	1,09	1,11	0,93	0,90	0,86	0,87	0,87	0,87	0,78	0,67	0,40	0,32	0,11	0,08	0,03	0,02	0,01	0,03	0,03	0,00
Strøm produsert for sokkelen (TWh)				1,32	1,32	1,29	1,35	1,23	1,25	1,04	1,01	0,96	0,97	0,87	0,87	0,75	0,45	0,36	0,12	0,09	0,04	0,02	0,01	0,03	0,04	0,00	
Gass solgt (mill Sm3)				311	311	292	327	324	319	262	253	264	260	243	210	137	81	25	18	7	5	2	7	10	0		

<b>NPV, CO2-reduksjon:</b>	<b>7,03 millioner tonn</b>
<b>NPV, NOx-reduksjon:</b>	<b>19,41 tusen tonn</b>

### Kontantstrøm (mill. NOK)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
Ombygging			-501	-1 002	-1 002																							
Kabler ++			-285	-1 426	-1 426																							
Nettinvesteringer på land (halvert)				-113	-113																							
Prosjektledelse			-39	-167	-167																							
Prosjektstillinger NVE				-43																								
Nedetid						-318																						
Restverdi																												242
Reduserte driftskostnader						91	91	91	91	91	91	77	77	77	77	77	77	53	53	29	29	29	29	29	29	29	29	0
Driftskostnader, nettinvesteringer på land						-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	0
Besparelser NOx-avgift				0	127	127	119	130	127	131	106	103	101	99	92	80	51	36	9	7	2	1	1	1	4	5	0	0
Strømkostnad				0	-790	-790	-774	-808	-737	-751	-626	-604	-578	-584	-524	-452	-270	-214	-74	-53	-23	-14	-5	-18	-23	0	0	
Salg av gass				0	454	454	426	477	473	465	383	370	386	379	354	307	200	118	37	26	10	7	3	11	14	0	0	
<b>Netto kontantstrøm</b>			<b>-826</b>	<b>-2 750</b>	<b>-2 707</b>	<b>-440</b>	<b>-122</b>	<b>-142</b>	<b>-113</b>	<b>-49</b>	<b>-67</b>	<b>-64</b>	<b>-57</b>	<b>-17</b>	<b>-32</b>	<b>-4</b>	<b>9</b>	<b>31</b>	<b>-10</b>	<b>-3</b>	<b>5</b>	<b>15</b>	<b>20</b>	<b>24</b>	<b>23</b>	<b>22</b>	<b>242</b>	

<b>NPV, netto kontantstrøm</b>	<b>(6 635) millioner NOK</b>
--------------------------------	------------------------------

<b>"Prosjektøkonomisk tiltakskostnad per tonn CO2": (med NOx-avgift som "inntekt")</b>	
Kroner/tonn = Neddiskonterte nettokostnader/Neddiskontert årlig CO2-reduksjon	<b>943 NOK/tonn</b>

## Vedlegg V, Sørlege Nordsjø - alternativ 1

Forutsetninger	
Gjennomsnittlig elektrisitetstap ved overførsel	14 %
Prosjektledelse som prosent av investeringene	5 %
Levetid kabler	40 år
Restverdi kabler	83 %
NOx-utslipp fra land	0,0 tonn/GWh
NOx-avgift	50 NOK/kg
Driftskostnader kraftnett land	1,5 %
Salgsverdi - naturgass, (131-8) øre/Sm3	1,23 NOK/Sm3
Kraftkostnad - Småkraft+Opprustning	0,45 NOK/kWh
Diskonteringsatts	5 %

(88 øre/kWh for gasskraftverk med rensing)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Netto reduksjon i CO <sub>2</sub> -utslipp (mill. tonn)						0,00	0,00	0,54	0,53	0,53	0,44	0,42	0,42	0,41	0,39	0,38	0,38	0,37	0,34	0,32	0,32	0,22	0,22	0,21	0,15	0,11	0,09
Netto reduksjon i NOx-utslipp (1000 tonn)						0,00	0,00	1,51	1,46	1,46	1,11	1,09	1,10	1,08	1,06	1,06	1,04	1,04	0,95	0,91	0,91	0,74	0,73	0,71	0,51	0,37	0,27
Strømbehov på sokkelen (TWh)								0,79	0,78	0,78	0,68	0,65	0,65	0,62	0,60	0,58	0,58	0,57	0,52	0,49	0,48	0,28	0,28	0,27	0,23	0,17	0,13
Strøm produsert for sokkelen (TWh)								0,92	0,91	0,91	0,79	0,76	0,75	0,73	0,70	0,68	0,67	0,66	0,61	0,57	0,56	0,33	0,33	0,32	0,26	0,20	0,15
Gass solgt (mill Sm3)								214	212	213	180	174	173	167	161	156	154	152	140	132	130	85	84	78	58	44	34

<b>NPV, CO<sub>2</sub>-reduksjon:</b>	<b>4,31 millioner tonn</b>
<b>NPV, NOx-reduksjon:</b>	<b>11,90 tusen tonn</b>

### Kontantstrøm (mill. NOK)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
Ombygging					-343	-686	-686																					
Kabler ++					-635	-1 269	-1 269																					
Prosjektledelse					-49	-98	-98																					
Prosjektstillinger NVE					-43																							
Nedetid									-88																			
Restverdi																												1317
Reduserte driftskostnader								114	114	114	114	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	58	58	58	58	37	37	
Besparelser NOx-avgift					0	0	0	76	73	73	56	55	55	54	53	53	52	52	48	46	46	37	37	36	25	18	14	
Innkjøp av elektrisitet					0	0	0	-412	-408	-410	-354	-342	-339	-327	-316	-305	-302	-299	-274	-257	-253	-147	-148	-144	-119	-88	-68	
Salg av gass					0	0	0	264	261	262	221	213	213	205	198	192	189	187	172	163	160	104	103	97	72	54	42	
<b>Netto kontantstrøm</b>					<b>-1 070</b>	<b>-2 053</b>	<b>-2 053</b>	<b>-47</b>	<b>40</b>	<b>39</b>	<b>37</b>	<b>12</b>	<b>14</b>	<b>18</b>	<b>21</b>	<b>25</b>	<b>26</b>	<b>26</b>	<b>32</b>	<b>37</b>	<b>38</b>	<b>52</b>	<b>50</b>	<b>47</b>	<b>36</b>	<b>21</b>	<b>1 341</b>	

<b>NPV, netto kontantstrøm</b>	<b>(4 036) millioner NOK</b>
--------------------------------	------------------------------

<b>"Prosjektøkonomisk tiltakskostnad per tonn CO<sub>2</sub>": (med NOx-avgift som "inntekt")</b>	
Kroner/tonn = Neddiskonterte nettokostnader/Neddiskontert årlig CO <sub>2</sub> -reduksjon	<b>937 NOK/tonn</b>

## Vedlegg VI, Sørilige Nordsjø - alternativ 2

Forutsetninger	
Gjennomsnittlig elektrisitetstap ved overførsel	14 %
Prosjektledelse som prosent av investeringene	5 %
Levetid kabler	40 år
Restverdi kabler	83 %
NOx-utslipp fra land	0,0 tonn/GWh
NOx-avgift	50 NOK/kg
Driftskostnader kraftnett land	1,5 %
Salgsverdi - naturgass, (161-8) øre/Sm3	1,53 NOK/Sm3
Kraftkostnad - Småkraft+Opprustning	0,45 NOK/kWh
Diskonteringsatts	5 %

(88 øre/kWh for gasskraftverk med rensing)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Netto reduksjon i CO <sub>2</sub> -utslipp (mill. tonn)						0,00	0,00	0,54	0,53	0,53	0,44	0,42	0,42	0,41	0,39	0,38	0,38	0,37	0,34	0,32	0,32	0,22	0,22	0,21	0,15	0,11	0,09
Netto reduksjon i NOx-utslipp (1000 tonn)						0,00	0,00	1,51	1,46	1,46	1,11	1,09	1,10	1,08	1,06	1,06	1,04	1,04	0,95	0,91	0,91	0,74	0,73	0,71	0,51	0,37	0,27
Strømbehov på sokkelen (TWh)								0,79	0,78	0,78	0,68	0,65	0,65	0,62	0,60	0,58	0,58	0,57	0,52	0,49	0,48	0,28	0,28	0,27	0,23	0,17	0,13
Strøm produsert for sokkelen (TWh)								0,92	0,91	0,91	0,79	0,76	0,75	0,73	0,70	0,68	0,67	0,66	0,61	0,57	0,56	0,33	0,33	0,32	0,26	0,20	0,15
Gass solgt (mill Sm3)								214	212	213	180	174	173	167	161	156	154	152	140	132	130	85	84	78	58	44	34

<b>NPV, CO<sub>2</sub>-reduksjon:</b>	<b>4,31 millioner tonn</b>
<b>NPV, NOx-reduksjon:</b>	<b>11,90 tusen tonn</b>

### Kontantstrøm (mill. NOK)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
Ombygging					-343	-686	-686																					
Kabler ++					-635	-1 269	-1 269																					
Prosjektledelse					-49	-98	-98																					
Prosjektstillinger NVE					-43																							
Nedetid									-88																			
Restverdi																												1317
Reduserte driftskostnader								114	114	114	114	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	58	58	58	58	37	37	
Besparelser NOx-avgift					0	0	0	76	73	73	56	55	55	54	53	53	52	52	48	46	46	37	37	36	25	18	14	
Innkjøp av elektrisitet					0	0	0	-412	-408	-410	-354	-342	-339	-327	-316	-305	-302	-299	-274	-257	-253	-147	-148	-144	-119	-88	-68	
Salg av gass					0	0	0	328	324	326	275	266	265	255	247	239	236	233	214	202	199	130	128	120	89	67	52	
<b>Netto kontantstrøm</b>					<b>-1 070</b>	<b>-2 053</b>	<b>-2 053</b>	<b>18</b>	<b>104</b>	<b>103</b>	<b>91</b>	<b>64</b>	<b>66</b>	<b>68</b>	<b>70</b>	<b>72</b>	<b>72</b>	<b>72</b>	<b>74</b>	<b>76</b>	<b>77</b>	<b>78</b>	<b>75</b>	<b>70</b>	<b>54</b>	<b>34</b>	<b>1 352</b>	

<b>NPV, netto kontantstrøm</b>	<b>(3 514) millioner NOK</b>
--------------------------------	------------------------------

<b>"Prosjektøkonomisk tiltakskostnad per tonn CO<sub>2</sub>": (med NOx-avgift som "inntekt")</b>	
Kroner/tonn = Neddiskonterte nettokostnader/Neddiskontert årlig CO <sub>2</sub> -reduksjon	<b>816 NOK/tonn</b>

## Vedlegg VII, Sørilige Nordsjø - alternativ 3

Forutsetninger	
Gjennomsnittlig elektrisitetstap ved overførsel	14 %
Prosjektledelse som prosent av investeringene	5 %
Levetid kabler	40 år
Restverdi kabler	83 %
NOx-utslipp fra land	0,0 tonn/GWh
NOx-avgift	50 NOK/kg
Driftskostnader kraftnett land	1,5 %
Salgsverdi - naturgass, (161-8) øre/Sm3	1,53 NOK/Sm3
Kraftkostnad - Småkraft+Opprustning	0,35 NOK/kWh
Diskonteringsatts	5 %

(88 øre/kWh for gasskraftverk med rensing)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Netto reduksjon i CO <sub>2</sub> -utslipp (mill. tonn)						0,00	0,00	0,54	0,53	0,53	0,44	0,42	0,42	0,41	0,39	0,38	0,38	0,37	0,34	0,32	0,32	0,22	0,22	0,21	0,15	0,11	0,09
Netto reduksjon i NOx-utslipp (1000 tonn)						0,00	0,00	1,51	1,46	1,46	1,11	1,09	1,10	1,08	1,06	1,06	1,04	1,04	0,95	0,91	0,91	0,74	0,73	0,71	0,51	0,37	0,27
Strømbehov på sokkelen (TWh)								0,79	0,78	0,78	0,68	0,65	0,65	0,62	0,60	0,58	0,58	0,57	0,52	0,49	0,48	0,28	0,28	0,27	0,23	0,17	0,13
Strøm produsert for sokkelen (TWh)								0,92	0,91	0,91	0,79	0,76	0,75	0,73	0,70	0,68	0,67	0,66	0,61	0,57	0,56	0,33	0,33	0,32	0,26	0,20	0,15
Gass solgt (mill Sm3)								214	212	213	180	174	173	167	161	156	154	152	140	132	130	85	84	78	58	44	34

<b>NPV, CO<sub>2</sub>-reduksjon:</b>	<b>4,31 millioner tonn</b>
<b>NPV, NOx-reduksjon:</b>	<b>11,90 tusen tonn</b>

### Kontantstrøm (mill. NOK)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
Ombygging					-343	-686	-686																					
Kabler ++					-635	-1 269	-1 269																					
Prosjektledelse					-49	-98	-98																					
Prosjektstillinger NVE					-43																							
Nedetid										-88																		
Restverdi																												1317
Reduserte driftskostnader								114	114	114	114	86	86	86	86	86	86	86	86	86	86	58	58	58	58	37	37	
Besparelser NOx-avgift					0	0	0	76	73	73	56	55	55	54	53	53	52	52	48	46	46	37	37	36	25	18	14	
Innkjøp av elektrisitet					0	0	0	-321	-317	-319	-275	-266	-264	-254	-246	-237	-235	-233	-213	-200	-197	-114	-115	-112	-93	-69	-53	
Salg av gass					0	0	0	328	324	326	275	266	265	255	247	239	236	233	214	202	199	130	128	120	89	67	52	
<b>Netto kontantstrøm</b>					<b>-1 070</b>	<b>-2 053</b>	<b>-2 053</b>	<b>109</b>	<b>194</b>	<b>194</b>	<b>169</b>	<b>140</b>	<b>142</b>	<b>141</b>	<b>140</b>	<b>140</b>	<b>139</b>	<b>139</b>	<b>135</b>	<b>134</b>	<b>133</b>	<b>110</b>	<b>108</b>	<b>102</b>	<b>80</b>	<b>54</b>	<b>1 367</b>	

<b>NPV, netto kontantstrøm</b>	<b>(2 764) millioner NOK</b>
--------------------------------	------------------------------

<b>"Prosjektøkonomisk tiltakskostnad per tonn CO<sub>2</sub>": (med NOx-avgift som "inntekt")</b>	
Kroner/tonn = Neddiskonterte nettokostnader/Neddiskontert årlig CO <sub>2</sub> -reduksjon	<b>642 NOK/tonn</b>

## Vedlegg VIII, Nordlige Nordsjø - alternativ 1

Forutsetninger	
Gjennomsnittlig elektrisitetstap ved overførsel	14 %
Prosjektledelse som prosent av investeringene	5 %
Levetid kabler	40 år
% Restverdi kabler	62 %
NOx-utslipp fra land	0,024 tonn/GWh
NOx-avgift	50 kr/kg
Salgsverdi - naturgass (131-15) øre/Sm3	1,16 NOK/Sm3
Kraftkostnad	0,50 NOK/kWh
Diskonteringsatts	5 %

### Elektrifisering fra gasskraftverk med rensing (S1)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Netto reduksjon i CO <sub>2</sub> -utslipp (mill. tonn)						0,00	0,00	1,91	1,85	1,73	1,77	1,73	1,48	1,12	1,11	0,85	0,83	0,68	0,69	0,65	0,51	0,41	0,13	0,12	0,11	0,05	0,04
Netto reduksjon i NOx-utslipp (1000 tonn)						0,00	0,00	8,06	7,87	7,32	7,53	7,32	6,39	4,84	4,76	3,45	3,36	2,74	2,77	2,61	1,98	1,61	0,58	0,54	0,49	0,21	0,18
Strømbehov på sokkelen (TWh)								2,76	2,64	2,30	2,38	2,30	2,00	1,47	1,46	1,31	1,29	1,02	1,05	0,99	0,77	0,63	0,18	0,16	0,15	0,07	0,06
Strøm produsert for sokkelen (TWh)								3,21	3,07	2,68	2,77	2,68	2,33	1,71	1,70	1,52	1,50	1,19	1,22	1,15	0,90	0,73	0,21	0,19	0,17	0,08	0,07
Gass solgt (mill Sm3)								769	745	693	709	693	594	463	453	338	328	267	270	256	192	154	57	53	47	20	18

NPV, CO <sub>2</sub> -reduksjon:	12,13 millioner tonn
NPV, NOx-reduksjon:	51,07 tusen tonn

### Kontantstrøm (mill. NOK)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
Ombygging					-1 509	-3 018	-3 018																					
Kabler ++					-1 627	-3 254	-3 254																					
Nettinvesteringer på land						-100	-100																					
Prosjektstillinger NVE					-43																							
Prosjektledelse					-157	-319	-319																					
Nedetid																												
Restverdi																												2522
Reduserte driftskostnader								265	265	265	265	265	229	215	215	185	171	157	157	157	143	143	52	52	52	52	52	
Driftskostnader, nettinvesteringer på land								-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3
Besparelser NOx-avgift					0	0	0	403	394	366	377	366	320	242	238	172	168	137	138	130	99	81	29	27	24	10	9	
Innkjøp av elektrisitet					0	0	0	-1 604	-1 536	-1 338	-1 383	-1 340	-1 164	-856	-851	-761	-751	-594	-611	-577	-449	-367	-104	-95	-87	-38	-34	
Salg av gass					0	0	0	892	865	804	823	804	689	537	525	393	381	309	313	297	223	179	66	61	55	23	21	
<b>Netto kontantstrøm</b>					<b>-3 336</b>	<b>-6 691</b>	<b>-6 691</b>	<b>-447</b>	<b>-16</b>	<b>94</b>	<b>78</b>	<b>92</b>	<b>71</b>	<b>134</b>	<b>125</b>	<b>-14</b>	<b>-35</b>	<b>6</b>	<b>-6</b>	<b>4</b>	<b>13</b>	<b>33</b>	<b>40</b>	<b>42</b>	<b>42</b>	<b>45</b>	<b>2 567</b>	

NPV, netto kontantstrøm	(14 703) millioner NOK
-------------------------	------------------------

<b>"Prosjektøkonomisk tiltakskostnad per tonn CO<sub>2</sub>": (med NOx-avgift som "inntekt")</b>	
Kroner/tonn = Neddiskonterte nettokostnader/Neddiskontert årlig CO <sub>2</sub> -reduksjon	<b>1 212 NOK/tonn</b>

## Vedlegg IX, Nordlige Nordsjø - alternativ 2

Forutsetninger	
Gjennomsnittlig elektrisitets tap ved overførsel	14 %
Prosjektledelse som prosent av investeringene	5 %
Levetid kabler	40 år
% Restverdi kabler	62 %
NOx-utslipp fra land	0,000 tonn/GWh
NOx-avgift	50 kr/kg
Salgsverdi - naturgass (161-15) øre/Sm3	1,46 NOK/Sm3
Kraftkostnad	0,50 NOK/kWh
Diskonteringsatts	5 %

### Elektrifisering fra gasskraftverk med rensing (S1)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Netto reduksjon i CO <sub>2</sub> -utslipp (mill. tonn)						0,00	0,00	1,91	1,85	1,73	1,77	1,73	1,48	1,12	1,11	0,85	0,83	0,68	0,69	0,65	0,51	0,41	0,13	0,12	0,11	0,05	0,04
Netto reduksjon i NOx-utslipp (1000 tonn)						0,00	0,00	8,06	7,87	7,32	7,53	7,32	6,39	4,84	4,76	3,45	3,36	2,74	2,77	2,61	1,98	1,61	0,58	0,54	0,49	0,21	0,18
Strømbehov på sokkelen (TWh)								2,76	2,64	2,30	2,38	2,30	2,00	1,47	1,46	1,31	1,29	1,02	1,05	0,99	0,77	0,63	0,18	0,16	0,15	0,07	0,06
Strøm produsert for sokkelen (TWh)								3,21	3,07	2,68	2,77	2,68	2,33	1,71	1,70	1,52	1,50	1,19	1,22	1,15	0,90	0,73	0,21	0,19	0,17	0,08	0,07
Gass solgt (mill Sm3)								769	745	693	709	693	594	463	453	338	328	267	270	256	192	154	57	53	47	20	18

NPV, CO <sub>2</sub> -reduksjon:	12,13 millioner tonn
NPV, NOx-reduksjon:	51,07 tusen tonn

### Kontantstrøm (mill. NOK)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	
Ombygging					-1 509	-3 018	-3 018																					
Kabler ++					-1 627	-3 254	-3 254																					
Nettinvesteringer på land						-100	-100																					
Prosjektledelse					-157	-319	-319																					
Prosjektstillinger NVE					-43																							
Nedetid									-400																			
Restverdi																												2522
Reduserte driftskostnader								265	265	265	265	265	229	215	215	185	171	157	157	157	143	143	52	52	52	52	52	
Driftskostnader, nettinvesteringer på land								-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3	-3
Besparelser NOx-avgift								403	394	366	377	366	320	242	238	172	168	137	138	130	99	81	29	27	24	10	9	
Innkjøp av elektrisitet					0	0	0	-1 604	-1 536	-1 338	-1 383	-1 340	-1 164	-856	-851	-761	-751	-594	-611	-577	-449	-367	-104	-95	-87	-38	-34	
Salg av gass					0	0	0	1 123	1 088	1 012	1 036	1 012	868	675	661	494	479	389	394	374	280	225	83	77	69	29	26	
<b>Netto kontantstrøm</b>					<b>-3 336</b>	<b>-6 691</b>	<b>-6 691</b>	<b>-216</b>	<b>208</b>	<b>302</b>	<b>291</b>	<b>300</b>	<b>249</b>	<b>273</b>	<b>260</b>	<b>87</b>	<b>64</b>	<b>86</b>	<b>75</b>	<b>81</b>	<b>70</b>	<b>79</b>	<b>58</b>	<b>57</b>	<b>56</b>	<b>51</b>	<b>2 572</b>	

NPV, netto kontantstrøm	(13 243) millioner NOK
-------------------------	------------------------

<b>"Prosjektøkonomisk tiltakskostnad per tonn CO<sub>2</sub>": (med NOx-avgift som "inntekt")</b>	
Kroner/tonn = Neddiskonterte nettokostnader/Neddiskontert årlig CO <sub>2</sub> -reduksjon	<b>1 092 NOK/tonn</b>