Statens forurensningstilsyn
Norwegian Pollution Control Authority

Søknad om tillatelse til kvotepliktige utslipp av CO_2 og om tildeling av kvoter

Søknadsskjema for kvotepliktige enheter

1 Innledning

Det vises til Odelstingsproposisjon nummer 13 (2004-2005) om lov om kvoteplikt og handel med kvoter for utslipp av klimagasser (klimakvoteloven) og Stortingets vedtak i saken 14. desember 2004. Loven vil tre i kraft 1. januar 2005. Retningslinjene som ligger til grunn for tildeling av kvoter for perioden 2005-2007 er nedfelt i klimakvotelovens § 8 og Odelstingsproposisjons kapittel 10, spesielt 10.3. En sammenfatning av retningslinjene er gitt i dette skjemaets underkapittel 1.2. I henhold til klimakvotelovens § 5 er fristen for å søke om kvoter satt til **15. januar 2005**. Søknaden må inneholde de opplysningene som er nødvendige for tildeling av kvoter etter tildelingskriteriene og for å treffe vedtak om tillatelse til kvotepliktige utslipp av CO_2 etter forurensningsloven.

1.1 Skjema og vedlegg

I de fleste tilfeller vil det være nødvendig å gi opplysninger i egne vedlegg. Det framgår av skjemaet når opplysninger skal gis i vedlegg. Vedleggene skal nummereres i samsvar med kapitler og punkter i skjemaet. Utfylt søknadsskjema og vedlegg skal sendes i to eksemplarer til:

Statens forurensningstilsyn
Postboks 8100 Dep.
0032 Oslo

1.2 Tildeling av kvoter – sammenfattede retningslinjer

For kvotepliktige enheter som er i drift senest 1. januar 2001, vil forurensningsmyndighetene ta utgangspunkt i virksomhetens gjennomsnittlige, kvotepliktige utslipp av CO_2 i årene fra og med 1998 til og med 2001 (basisperioden) ved tildeling av kvoter for perioden 2005 – 2007.

For virksomhet som ikke har vært i drift i ett eller flere av kalenderårene i basisperioden, skal gjennomsnittet av de kvotepliktige CO_2-utslippene for årene *med* drift danne grunnlaget for tildelingen. Også år med drift kan utelates fra basisperioden dersom virksomheten hadde en *atypisk* utslippssituasjon i det aktuelle året. Et utslippsår kan først regnes som atypisk dersom utslippet avviker mer enn *25 prosent* fra gjennomsnittet av alle fire årene i basisperioden, *og* utslippsavviket skyldtes spesielle forhold som:

1. innkjøring av nye aktiviteter eller nytt utstyr eller oppgradering av eksisterende utstyr

2. oppstart av ny virksomhet, evt. ny aktivitet i eksisterende virksomhet, der full produksjon startet et antall måneder ut i året.
3. lengre tids driftsstans som følge av nødvendig utskiftning, vedlikeholdsarbeid eller revisjon av utstyr

Tildeling av kvoter til kvotepliktige enheter som er igangsatt senest 1. januar 2001, kan *økes* eller *reduseres* i forhold til basisperioden dersom de kvotepliktige utslippene etter 1. januar 2001, men før 31.desember 2007, er eller med rimelig sikkerhet forventes å bli vesentlig redusert eller økt som følge av vesentlige endringer av virksomhetens art eller omfang.

Kvotemengde som tildeles kvotepliktige enheter igangsatt etter 1. januar 2001, men før 31. desember 2007, vil ta utgangspunkt i estimerte kvotepliktige CO_2-utslipp for årene 2005, 2006 og 2007.

For en nærmere beskrivelse av retningslinjene som ligger til grunn for tildeling av kvoter for perioden 2005-2007, henvises det til lovforslaget § 8 og kapittel 10 i Odelstingsproposisjonen, spesielt 10.3.

2 Administrative opplysninger om kvotepliktig enhet

2.1 Navn og adresser

Navn på foretak: CO2 – Norway AS

Foretaksnr[1]: 981 468 570

Kvotepliktig enhet

Navn på kvotepliktig enhet: ZENG Pilot- og Demonstrasjonsanlegg i Risavika

Dato for igangsettelse av kvotepliktig enhet: 1. juli 2007

Bedriftsnr[1]: CO2 – Norway på vegne av ZENG Prosjekt

Bransjenr[2]: 72.100

Gateadresse: Frogsvei 41

Postadresse: Postboks 592

Postnr., -sted: N-3605 Kongsberg

Telefon (sentralbord): 32734645

Nettsted (Internett): www.co2.no

Ansvarlig leder: Carl W. Hustad

Kontaktperson/ansvarlig driftsleder for kvotepliktig enhet

Navn: Steffanie Siemes, Project Manager

Adresse[3]:

Direkte telefon: 92403926

Faks: 32721213

E-post: steffanie.co2.no

[1] Det refereres her til Foretaksregisteret i Brønnøysund, se hjemmeside: www.brreg.no
[2] SSBs standard for næringsgruppering. Den nye standarden NACE rev. 1 skal benyttes
[3] Oppgis dersom kontaktpersonens arbeidsadresse avviker fra den kvotepliktige enhetens adresse

2.2 Lokalisering av kvotepliktig enhet

Kommune: Sola Kommune Kommune nr: 1124

Gårdsnr: 10 Bruksnr: 100

UTM-angivelse:

Sonebelte:

	Nord-sør	Øst-vest
UTM-koordinater:	58° 55'	5° 35'

3 Historiske utslipp

I tabell 1 skal de kvotepliktige CO_2-utslippene for årene fra og med 1998 til og med 2003, samt utslipp for 2004 så langt det er mulig, føres opp. Også kvotepliktige enheter igangsatt etter 1. januar 2001 skal benytte tabell 1 for de årene det har forekommet kvotepliktige CO_2-utslipp.

Tabell 1: Årlige kvotepliktige CO_2-utslipp i perioden 1998 - 2004

År	Utslipp (tonn)	Gjennomsnittlig utslipp: 1998 – 2001 (tonn)
1998		
1999		
2000		
2001		
2002		
2003		
2004		

Den kvotepliktige enheten skal dokumentere de årlige kvotepliktige CO_2-utslippene som er ført opp i tabell 1 (årene fra og med 1998 til og med 2003) i et eget vedlegg. Kvotepliktige utslipp for 2004 skal så langt det er mulig også dokumenteres. Av vedlegget skal det framkomme følgende opplysninger:

1. En kortfattet beskrivelse av kildene som bidrar til det kvotepliktige utslippet
   Se vedlegg 3.1
2. Ved beregning av de årlige kvotepliktige utslippene, skal de metoder som er angitt i utkast til forskrift om kvoteplikt og handel med kvoter for utslipp av klimagasser (klimakvoteforskriften), kapittel 2 – Rapportering av utslipp[4] benyttes. Av beregningene skal det framgå:
   a) Hvordan ulike aktivitetsdata (energivarer, råvarer, produksjonsmengde m.v.) er innsamlet og eventuelt bearbeidet. Dersom massebalanse er brukt i beregningene av utslippene, skal materialstrøm og karboninnhold i hver energivare, råvare og produkter samt lagerendringer oppgis. Usikkerhet i beregningene skal beskrives.
   b) Hvilke utslippsfaktorer som er benyttet og hvordan disse er framkommet, og i hvilken grad de er representative for de kvotepliktige utslippene.
3. Dersom de årlige kvotepliktige utslippene er basert på kontinuerlig måling (eks. CO_2 eller røykgassmengde) skal det opplyses hvem de er utført av, målemetode og –standard og usikkerhet i målingene. Dersom målestandard ikke finnes, skal målemetoden beskrives.
4. Dersom det er benyttet ulike metoder for kartlegging av utslippene, skal det tydelig fremkomme hvilken metode som er benyttet for hvert enkelt tidsrom innenfor basisperioden

[4] Klimakvoteforskriften vil tre i kraft 1. januar 2005.

5. Beskrivelse av endringer i virksomheten som hadde betydning for utslippene i basisperioden

Ovennevnte opplysninger (punkt 1-5) skal kun gis for kvotepliktige utslipp av CO_2. Utslipp fra avgiftsbelagte energivarer (for eksempel fyringsoljer), samt forbrenning av farlig avfall, kommunalt avfall og bioenergi, skal *ikke* inkluderes i beregningene eller målingene.

For årene i basisperioden (1998 – 2001) skal det likevel oppgis i vedlegget om årlig *forbruk* av energivarer som ikke medfører kvotebelagte utslipp, inkludert:

1. Mengde CO_2-nøytral biomasse brukt til energi og/eller prosessformål, oppgitt i mengdeenhet (tonn) eller energienhet (TJ). Oppgitt forbruk skal så langt som mulig fordeles på ulike typer biomasse. Definisjon av bioenergi er gitt i vedlegg 2 til utkast til klimakvoteforskrift.
2. Bruk av avgiftsbelagte fossile energivarer til forbrenning eller prosess (for eksempel fyringsoljer), oppgitt i tonn.
3. Bruk av farlig avfall (for eksempel spillolje) og kommunalt avfall til forbrenning, oppgitt i tonn. Oppgitt forbruk skal så langt som mulig fordeles på ulike avfallstyper som angitt i vedlegg 1 til avfallsforskriftens kapittel 11 om farlig avfall.

4 Atypiske utslippsår

Forekom det ett eller flere atypiske utslippsår i basisperioden (1998 – 2001), jamfør kriteriene for klassifisering av utslippsår som atypisk i underkapittel 1.2?

Ja, oppgi hvilke(t): Nei:

Hvis ja, skyldtes det atypiske utslippsåret/de atypiske utslippsårene (sett kryss):

1. Innkjøring av nye aktiviteter eller nytt utstyr eller oppgradering av eksisterende utstyr?

   Ja: Nei:

2. Oppstart av ny virksomhet, evt. ny aktivitet i eksisterende virksomhet, der full produksjon startet et antall måneder ut i året?

   Ja: Nei:

3. Lengre tids driftsstans som følge av nødvendig utskiftning, vedlikeholdsarbeid eller revisjon av utstyr?

   Ja: Nei:

4. Andre forhold? Se kapittel 8 i dette skjemaet

Dersom det er svart ja på ett eller flere av spørsmålene i punkt 1. - 3., skal de ovennevnte spesielle forholdene beskrives og så langt som mulig dokumenteres i et eget vedlegg. Det skal oppgis hvilken effekt disse forholdene hadde på de kvotepliktige CO_2-utslippene i det atypiske året/de atypiske utslippsårene.

5 Forventede utslipp og endringer ved virksomheten

5.1 Forventede utslipp

Oppgi estimerte, kvotepliktige CO_2-utslipp for årene fra og med 2005 til og med 2007 (tonn). Gjelder *alle som søker om kvoter*, også kvotepliktige enheter som ikke er igangsatt ved søknadstidspunktet:

2005: 2006: 2007: 70,000-

De estimerte kvotepliktige CO_2-utslippene skal beregnes og dokumenteres i henhold til beregningsmetodikk angitt i dette skjemaets kapittel 3, og framvises i et eget vedlegg.
(Se vedlegg 5.1)

5.2 Eksisterende virksomhet – gjennomførte endringer

Er det gjennomført følgende endringer ved den igangsatte kvotepliktige enheten i perioden 1. januar 2001 – 1. januar 2005 (sett kryss):

1. Varig reell kapasitetsendring i virksomheten? (i motsetning til endringer i graden av kapasitetsutnyttelse uten for eksempel økte investeringer)

   Ja: Nei:

2. Midlertidige nedleggelser av virksomheten eller deler av virksomheten?

   Ja: Nei:

3. Overført produksjon til en annen virksomhet?

   Ja: Nei:

4. Produktutvikling og produktraffinering som har endret produksjonens energibehov?

   Ja: Nei:

5. Overgang mellom energibærere som kan dokumenteres?

   Ja: Nei:

6. Andre endringer? Se kapittel 8 i dette skjemaet

Dersom svaret er ja på ett eller flere av spørsmålene under punkt 1. - 5., skal det som minimum vedlegges opplysninger om følgende:

- I hvilken grad tiltaket har medført utslippsendringer
- Dersom endringen ved den kvotepliktige enheten er i form av varig reell kapasitetsendring i virksomheten, jamfør punkt 1, skal det oppgis hvor store utslippene er, eventuelt vil bli, ved planlagt normal kapasitetsutnyttelse.

- Beskrivelse av teknologi som er benyttet, inkludert en vurdering av de teknologiske mulighetene for å begrense utslippene av CO_2 og hvorvidt dette er best tilgjengelig teknikk.

5.3 Eksisterende virksomhet – forventede endringer

Forventes det med rimelig sikkerhet å bli gjennomført følgende endringer ved den igangsatte kvotepliktige enheten i perioden 1. januar 2005 - 31. desember 2007 (sett kryss):

1. Varig reell kapasitetsendring i virksomheten? (i motsetning til endringer i graden av kapasitetsutnyttelse uten for eksempel økte investeringer)

   Ja: Nei:

2. Midlertidige nedleggelser av virksomheten eller deler av virksomheten?

   Ja: Nei:

3. Overføring av produksjon til en annen virksomhet?

   Ja: Nei:

4. Produktutvikling og produktraffinering som vil endre produksjonens energibehov?

   Ja: Nei:

5. Overgang mellom energibærere som kan dokumenteres?

   Ja: Nei:

6. Andre endringer? Se kapittel 8 i dette skjemaet

Dersom svaret er ja på ett eller flere av spørsmålene under punkt 1.-5., skal følgende dokumentasjon vedlegges:

- Kopi av konkrete styrevedtak (eller tilsvarende typer vedtak i besluttende organer som gir føringer for den kvotepliktige enheten) om investeringer, ombygninger, nedleggelser etc. Det må også sannsynliggjøres at tiltaket vil medføre utslippsendringer innen 31.12.2007.
- Dersom det forventes endring ved den kvotepliktige enheten i form av varig reell kapasitetsendring i virksomheten, jamfør punkt 1, skal det oppgis hvor store utslippene vil bli ved planlagt normal kapasitetsutnyttelse.
- Beskrivelse av teknologi som planlegges å bli benyttet, inkludert en vurdering av de teknologiske mulighetene for å begrense utslippene av CO_2 og hvorvidt dette er best tilgjengelig teknikk.

5.4 Ikke igangsatt virksomhet

For kvotepliktige enheter som ikke er igangsatt ved søknadstidspunktet, men som med rimelig sikkerhet forventes å bli igangsatt innen 31. desember 2007, skal følgende opplysninger vedlegges (se vedlegg 5.4):

- Kopi av konkrete styrevedtak (eller tilsvarende typer vedtak i besluttende organer som gir føringer for den kvotepliktige enheten) om etablering av kvotepliktig enhet.
- Beskrivelse av teknologi som er besluttet å bli benyttet, inkludert en vurdering av de teknologiske mulighetene for å begrense utslippene av CO_2 og hvorvidt dette er best tilgjengelig teknikk.

6 Omsøkt kvotemengde

På grunnlag av opplysninger gitt, og beregninger utført, i kapittel 3, 4 og 5 i dette skjemaet, skal omsøkt kvotemengde for perioden 2005 – 2007 føres opp i tabell 2. Kvotemengden som føres opp i tabellen skal *ikke* være justert for en tildelingskoeffisient på 95 prosent, jamfør kapittel 10.3 i Odelstingsproposisjonen. *Bare én av radene skal fylles ut.* Alle verdiene skal oppgis i tonn CO_2.

Tabell 2: Omsøkt kvotemengde for perioden 2005 – 2007

Virksomhet igangsatt før 1. januar 2001	**2005**	**2006**	**2007**
Søknad om kvoter basert på gjennomsnittlige utslipp for alle årene i basisperioden, jamfør retningslinjene gitt i klimakvotelovens § 8a)			
Søknad om kvoter basert på gjennomsnittlige utslipp i basisperioden korrigert for atypiske utslippsår, jamfør retningslinjene gitt i klimakvotelovens § 8b)			
Søknad om kvoter der virksomheten har vært gjenstand for vesentlige endringer i art eller omfang etter utløpet av basisperioden, eller forventes å bli gjenstand for slike endringer i perioden 2005 – 2007, jamfør retningslinjene gitt i klimakvotelovens § 8c)			
Virksomhet igangsatt etter 1. januar 2001, men før 31. desember 2007			
Søknad om kvoter basert på estimerte fremtidige utslipp, jamfør retningslinjene gitt i klimakvotelovens § 8d)	0	0	70,000

7 Internkontroll

Følgende opplysninger om den kvotepliktige enhetens internkontroll relevant for kvotepliktig CO_2-utslipp skal vedlegges søknaden (se vedlegg 7):

1. Prosedyrer den kvotepliktige enheten har etablert, eller planlegger å etablere, for å sikre at bestemmelsene om overvåking og rapportering i klimakvoteforskriften overholdes.
2. System som den kvotepliktige enheten har etablert, eller planlegger å etablere, for arkivering av utslippsdata og nødvendig bakgrunnsdata
3. Bedriftens kvalitetssikrings- og kontrollsystem for frembringelse og rapportering av utslipps- og bakgrunnsdata

8 Andre opplysninger

Vennligst oppgi andre opplysninger om den kvotepliktige enheten som er relevant for behandling av søknad om tillatelse til kvotepliktige utslipp av CO_2 og om tildeling av kvoter. Slike opplysninger kan for eksempel være:

- Beskrivelse, og så langt som mulig dokumentasjon, av årsak til variasjoner i kvotepliktig utslipp i basisperioden som ikke oppfyller de spesifiserte kriteriene for å bli definert som atypisk utslippsår.
- Beskrivelse, og så langt som mulig dokumentasjon, av gjennomførte eller forventede endringer ved den kvotepliktige enheten som ikke oppfyller de spesifiserte kriteriene for å bli definert som vesentlig endring av virksomhetens art eller omfang.

Benytt rubrikken nedenfor eller et eget vedlegg.

ZENG prosjektet utvikler teknologi for gasskraftverk (GKV) med fangst og håndtering av CO2.

Prosjektet søker gratis kvoter i forbindelse med mulig oppstart av GKV men hvor det fremdeles ikke har blitt lagt til rette for permanent lagring av CO2 avgassen.

9 Underskrift

Kongsberg — 11 januar 2005

Sted — Dato

Underskrift

10 Vedleggsoversikt

Nr.	Innhold	Antall sider
3.1	En kortfattet beskrivelse av kildene som bidrar til det kvotepliktige utslippet:	2
5.1	Forventede utslipp	1
5.4	Executiv Summary of ZENG Phase-1: Concept & Feasibility Study Final Report Beskrivelse av teknologi som er besluttet å bli benyttet	7
7	Internkontroll	1

Vedlegg til punkt 3.1

En kortfattet beskrivelse av kildene som bidrar til det kvotepliktige utslippet:

Development and Demonstration of ZENG/CES Power in Norway

The ***Zero Emission Norwegian Gas (ZENG) Program*** is being jointly developed by *Lyse Energi AS* and CO2-Norway. The program has just completed *Project Phase-1: Concept & Feasibility Study* for a 40 MW zero-emission power plant that could be operating in Norway by second half of 2007.

The Program proposes to develop and demonstrate "near commercial" technology for power generation with natural gas using the oxygen (O2) combustion cycle developed by ***Clean Energy Systems Inc. (CES)***, Sacramento, Ca. We are also addressing issues covering CO2-handling, transportation and long-term sequestration; specifically evaluating the potential for enhanced oil recovery (EOR).

In June 2003 CO2-Norway received 1,0 MNOK as part-funding support from the ***Norwegian Ministry for Oil & Petroleum (OED)*** to initiate Project Phase-1. Subsequently we have also received an additional 0,8 MNOK from the ***Research Council of Norway (RCN)*** for further work that should help move the project towards initiating *Project Phase-2: Pre-Engineering & Qualification*.

The power plant is proposed to be located at the Energy Park, Risavika, near Stavanger in South Norway.

The Phase-1 Study was completed in September 2004. The image below shows an artist impression of the 40 MW Pilot & Demonstration Power Plant with the Air Separation Unit (ASU) for oxygen supply to the right of the main plant building. (For an abridged Executive Summary of findings from the Report see Attachment 5.4)



To date the work confirms that we can attain a cycle efficiency of 40.3% using currently available steam turbines, but we also see design optimisation that would permit improved efficiency. Furthermore, the CES-cycle is already competitive with the cost of electricity from wind power whilst having a "baseload" (i.e. +8,000 hr/annum) generating availability.

Whilst maintaining a focus on R&D, the ZENG/CES strategy is to demonstrate commercial applications in today's niche markets for the existing cycle. This also requires working alongside turbine manufacturers to improve cycle performance from current limitations of 85

bar / 705°C and raising this (over an 8 – 12 year period) towards 220 bar / 1,500°C. In this manner (and also through other cycle-optimisation techniques) one may realistically attain thermodynamic efficiencies approaching 60% by year 2012 - 14 (inclusive of the ASU and CO2-handling).

At the same time, our goal is to use the ZENG/CES 40 MW Pilot & Demonstration Power Plant as a "near commercial" test-bed to also reduce plant investment cost that would be competitive with current combined-cycle power plants.

Our conclusions to date is that a ZENG/CES Pilot & Demonstration Power Plant in combination with potential CO2-EOR opportunities that exist on the Norwegian Continental Shelf (NCS) could represent a competitive business opportunity providing an important contribution to the use of natural gas in Norway and also life-extension for the oil reservoirs on the NCS. The power plant would also stimulate activity and investment focused around the Energy Park, Risavika and the region of Stavanger in South Norway.

To ensure continuity during initial technology development and testing of the power plant for CO2 capture it is foreseen that the plant may have to emit CO2 to atmosphere, because there may not necessarily be in place the necessary infrastructure system for permanent sequestration of the CO2. For this reason the plant is applying for CO2 credits to cover potential emissions for the last six months of 2007. This is also the earliest period when the project could be undertaking initial commissioning

Vedlegg til punkt 5.1

Forventede utslipp

Emission for Pilot & Demonstration Power Plant operations have been estimated on the assumption that the plant could be in operation by July 2007. Emissions have been calculated based on similar criteria to those used for ZENG Phase-1 Final Report (dated Oct 2004). These are;

- Net power plant output is 40.0 MW
- Power plant efficiency 40.3%
- Annual energy production 0.333 TWh
- Fuel is natural gas with LHV 39.8 MJ/Nm^3 (equivalent to 47.7 MJ/kg)
- Specific CO2 production is 2.70 tCO2 / ton of fuel gas
- Annual production of CO2 (with full load operation at 95% availability) is estimated to be 168 000 CO2/year

For the first six months of Plant operation and assuming start of commissioning 1st July 2007 with 50% availability for two months, followed by full operations from 1st September though to 31st December 2007 we need to cover emissions equivalent to 70,000 ton of CO2.

Vedlegg til punkt 5.4

Executive Summary

ZENG Phase-1: Concept & Feasibility Study Final Report

This Report presents a preliminary engineering and techno-economic analysis of a 40 MWe oxygen combustion power plant based on the Gas Generator that has been proposed and developed by Clean Energy Systems (CES) Inc. Project developers are Lyse Energi AS with main office in Stavanger and CO2-Norway AS with main office in Kongsberg.

The work described here was conducted in the period October 2003 to August 2004. Financial support of 1.0 MNOK was provided by the Norwegian Ministry for Oil and Petroleum (OED) through the Research Council of Norway (RCN). Also the U.S. Department of Energy provided $100,000 for additional support from CES and the turbine study by Fern Engineering Inc.

Project Manager is CO2-Norway. The project team has comprised of personnel from Sweco Grøner, Nebb Engineering AS, Den Norske Veritas, CO2-Norway and Clean Energy Systems[1]. The work has also been closely co-ordinated with both Lyse Energi and Energiparken AS at the Energy Park, Risavika.

We have defined and cost-estimated a "Base Case" plant configuration that is completely founded upon commercially available power plant components that are available for start of construction in 2006. To date we have not fully optimised this configuration, but presently attain a thermodynamic efficiency of 40.3%. We identify additional features that indicate an efficiency of between 44 – 46% should be achievable for a Pilot & Demonstration Plant.

---

[1] The following have participated and contributed to the Project Phase-1 Study Report: ***Sweco Grøner***, a Swedish / Norwegian engineering consultancy, Steen Jakobsen, Tommy Johnsen, Brita Schaulund, Knut Skjæveland and Øystein Østerhus; ***Nebb Engineering AS***, a Norwegian power and process engineering consultancy, Inge Trondstad; ***Det Norske Veritas***, the Norwegian safety, risk and certification company, Håvard Thevik; ***Clean Energy Systems Inc.***, California-based technology developer, Roger Anderson, Ron Bischoff, Larry Hoffman, Keith Pronske and Vic Viteri; ***CO2-Norway AS***, a Norwegian project developer, J. Michael Austell, Carl-W. Hustad and Steffanie Siemes; ***Lyse Energi AS***, the regional utility company, Jan Arvid Øvestad; ***Energiparken AS***, Manager, Energy Park, Per Møller-Pedersen.

We have also conducted a preliminary cost-estimate identifying the major components as cost items with cost factors based on our engineering project experience. For the power plant (inclusive of the air separation unit) we have a total capital investment of $91 million (equivalent to 637 MNOK). This represents a Specific Capex (SC) of $2,275 /kW.

We have during the present study focused considerable attention on defining an improved process flow cycle (i.e. increased thermodynamic efficiency), whilst being unable to direct similar attention on the optimisation of component costs—this should be a main focus of Project Phase-2. Hence we also believe there is some opportunities for reducing the overall capital investment costs.

The reference cost of electricity (CoE) is based on a new build conventional gas-fired combined cycle power plant located on the West Coast of Norway. With 25-year project lifetime, 10% internal rate of return (IRR), and a fuel price of 80 øre/Nm3 (equivalent to 2.87 $/GJ) we obtain CoE at 22.8 øre/kWh (exclusive of CO2 emissions). We assume the Reference Plant will need to purchase CO2-credits at an additional cost of $12 /tCO2 in 2008 rising linearly to $24 /tCO2 at the end of project economic lifetime. The Reference CoE is then 26.7 øre/kWh (equivalent to 38.1 mills/kWh).

In the economic analysis we have assumed that the Pilot & Demonstration Plant will be financed one-third by industry participants (equity capital) and two-thirds by loan capital with government and merchant bank participation. We assume a 25-year loan with 5% interest rate.

The CoE from the Base Case Pilot & Demonstration Plant is estimated to be 42.2 øre/kWh (equivalent to 60.3 mills/kWh) and an increment of 15.5 øre/kWh compared with the reference CoE. Alternatively the plant would need to sell CO2 at $20.3 /tCO2 (at perimeter fence) in order to be competitive with electricity from the base load reference plant. Here we have assumed the Pilot & Demonstration Plant will capture 100% of its CO2-emissions at a pressure of 7.5 bar ready for interim storage and ship transportation.

The CO2-liquefaction plant (with storage facilities) are outside scope of work for the Phase-1 Study. Hence no engineering data or specifications are included

in this Report. The largest item will be the CO2 storage tank, the size of which will predominantly depend on the downstream transport logistics.
We have not within the present Scope of Work (SoW) included capital investment and transportation cost of the CO2 to final sequestration in conjunction with use for enhanced oil recovery (EOR). However, we indicate that one may account for this additional cost in the CO2-transportation chain by conservatively assuming an additional $10 /tCO2 on the CO2-sale price.
We are therefore reasonably confident in stating that the proposed 40 MW Pilot & Demonstration Plant could from 2008 contribute with 168,000 tCO2/yr at a delivered price of $30 /tCO2. Recent alternative studies have indicated delivered cost of CO2 at North Sea platform to be in the range from $35 /tCO2 (proposed by Elsam / Kinder Morgan, CENS Project) and up to $48 /tCO2 (as presented by the Statoil / Gullfaks Project).
Clean Energy Systems are currently (4Q-2004) commissioning a 5 MW CES Test Plant at Kimberlina, Ca. This work is joint funded by ***California Energy Commission*** and ***U.S. Department of Energy***. The plant will provide extensive hands-on experience regarding operation, reliability and optimisation of the CES Gas Generator and cycle; including facilities to test and validate integration with ASU, turbine development work, and condenser optimisation.
In this context the 40 MW ZENG Pilot & Demonstration Plant at the Energy Park, Risavika is important because it represents a genuine opportunity for the next step towards full commercialisation of the CES-cycle. At the same time these two plants complement each other in that they will help to substantially reduce project technology risk, whilst also permitting test of genuine opportunities for optimisation in the context of large-scale (240 – 400 MW) operations within the medium-term 2011 – 2013.

Summary of Recommendations

We propose the following action items as part of the way forward:

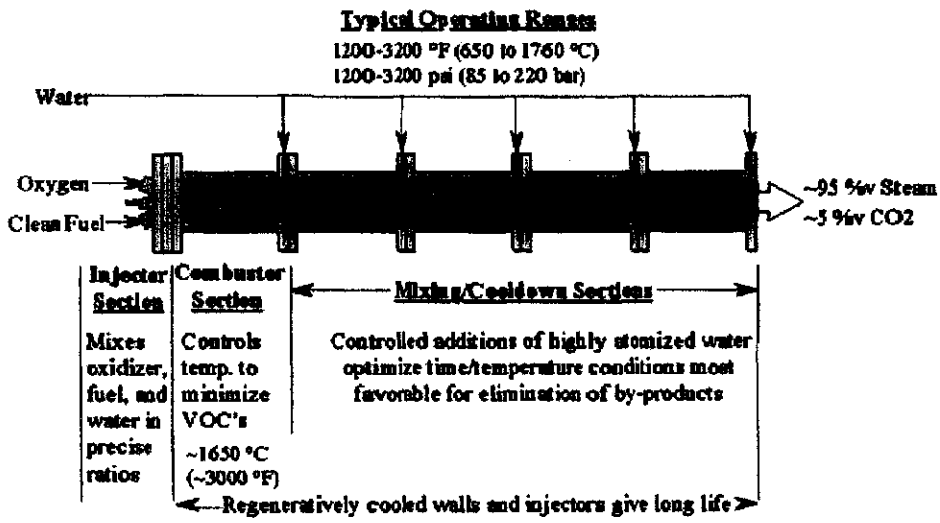
1. The ***ZENG Pilot & Demonstration Plant Project*** should proceed into *Project Phase-2: Pre-Engineering and Qualification* starting January 2005.
2. Detailed Scope of Work and budget for Phase-2 will be determined within a Phase-2 Pre-Study. For this we estimate 8 man-weeks with contribution by 6 persons from the present project team. (Total budget is NOK 330,000). This work shall subsequently be included as part of the total Phase-2 budget.
3. Pre-Study will also include preliminary dialogue with project participants including both government and industry parties.
4. Phase-2 shall have as a goal to provide all necessary information, permits and contracts in order that an investment decision can be made to move into *Project Phase-3: Procurement and Construction.*
5. We propose that Phase-2 be split into a Part (i) and Part (ii) with some overlap.
6. Phase-2 (i) will have as main focus to continue the on-going work of identifying the optimised process configuration and size for the Pilot & Demonstration Plant. Duration of this phase will be 5 months.
7. Phase-2 (ii) will complete all necessary Pre-Engineering & Qualification work on the chosen plant configuration. Duration of this phase will be 13 months.
8. We indicate here that preliminary budget for Phase-2 will be in the region of 15 – 18 MNOK. Of this we have already identified $750,000 (5.25 MNOK) as costs necessary to ensure that the CES Gas Generator is made ready to a production standard for all components and engineering drawings.
9. We propose that finance—through to completion of Phase-2—be integrated within the Bilateral U.S. – Norwegian, CSLF Co-operation and is split approximately one-third U.S. funding sources, one-third Norwegian government, one-third industrial participants at the Energy Park, Risavika.

Beskrivelse av teknologi som er besluttet å bli benyttet

Clean Energy Systems Inc.

Rudi Beichel (a former colleague of Werner Von Braun) founded the company **Clean Energy Systems Inc.** in 1993 in order to develop a unique concept for power generation that originated with the German V2-rocket program and eventually evolved to become part of the Space Shuttle Main Engines (SSME).

The core technology within the CES-cycle is the controlled combustion between fuel (in our case natural gas) and oxygen which occurs within the steam (or more correctly termed gas) generator that is sketched below.



The Gas Generator (GG) ensures stoichiometric combustion with minimal emissions of CO, VOC's and no NOX. The resultant high pressure drive-gas comprises of steam (~95% vol) and CO2 (~5% vol). And in this manner steam generation is based on more efficient direct combustion rather than conventional boiler technology.

Furthermore, the multiple cooldown stages (including controlled injection of water and cooling passages) ensures stoichiometric pre-conditioning of the steam temperature before injection into the high-pressure (HP) steam turbine.

With suitable mixing of fuel, oxygen and re-circulated water, the Gas Generator is capable of delivering steam at any desired temperature and pressure that the HP steam turbine can handle. It is therefore available turbine specification that predominantly determines the attainable cyde efficiency.

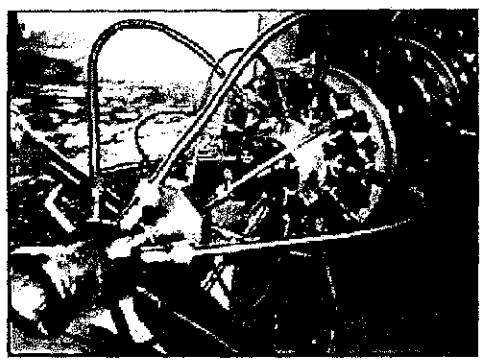
The fluid and thermodynamic impact of the CO2 in the steam drive gas is minimal. The main consideration while extracting work through the turbine stages is to ensure that condensation (leading to formation of mild carbonic and corrosive acids) only occurs after the low pressure steam turbine and in conjunction with the condenser.

The use of such drive-gas is well established practice from within geothermal power sector (see for example Google: 'geothermal steam turbines')

Combuster Design Details

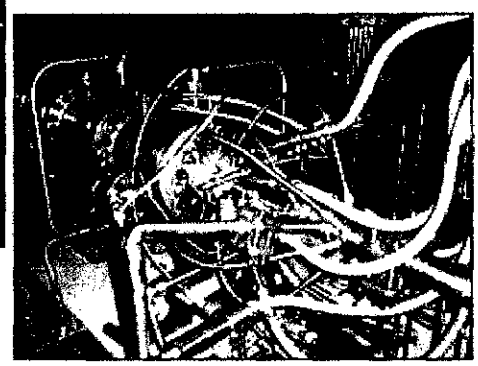
The power generation component of the CES-cycle is both compact and almost completely devoid of any moving parts. The complexity and technological challenge is primarily associated with design of the combuster injector section which ensures homogeneous mixing, control of the flame front (avoiding local hot spots), and overall thermal management to permit production with conventional Inconel alloy steel and use of water for cooling purposes.

An external view of the fuel feed, injectors and combustor manifold section is shown below when mounted on the 20 MW Gas Generator unit.



Above: Combuster injection manifold mounted on the 20 MW Gas Generator before testing.

Below: Combuster injection manifold fully connected with fuel, oxygen and water feed piping.

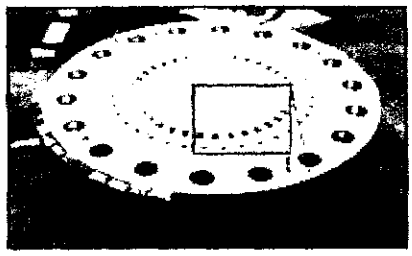


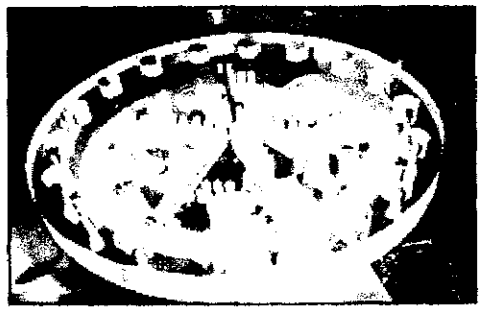
With hindsight CES observes that the complexity of the combuster manifold piping can be considerable simplified compared with this initial design, where the main emphasis was to ensure simple access to all components while prototype testing.

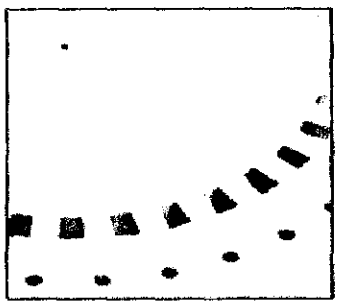
A key enabling technology for manufacture of the combuster manifold has been *diffusion-bonded platelet* technology originally developed by Aerojet (a GenCorp Inc. company), based in Sacramento, Ca. Already in the 1960's Aerojet perfected photo-etching of thin laminate plates, and diffusion bonded these back into single monolithic blocks with a very fine and complicated internal pattern of channels and surface orifices.

The technology has subsequently been employed for compact satellite retro-rockets as well as 'perspiration cooling' of nose cones on hypersonic re-entry vehicles (see for example article here). CES acquired rights to the technology, for use in terrestial power generation, through Rudi Beichel who worked with Aerojet for over 43 years before founding CES.

The back face of the combuster and injection manifold (shown below) is contructed using over 100 thin laminate discs where each one is critically designed to ensure that fuel, oxygen and water are homogeneously commingled for stoichiometric and stable combustion whilst the flame front is maintained away from metal surfaces.





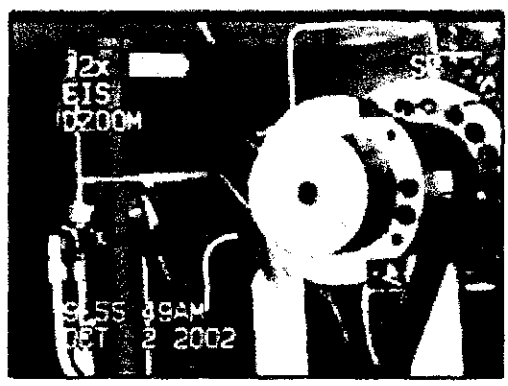




The top right image is a perspex mock-up of the injector manifold whose function is to initially distribute the combustion components. Moving anticlockwise we observe the combuster endface and (framed in red) detail of the orifice pattern with in total 126 injectant locations where exact volumes of gas, oxygen and water are injected whilst controlling the combustion process. The image bottom right reveals detail from one of the interim plates showing the complexity of the internal flow pattern.

Initial 'Copper Chamber' testing of the igniter and combuster was originally achieved by CES during Sept 2002 as indicated by the image below. Here the combuster is encapsulated by a copper chamber that acts as a heat-sink during the very short (~4 sec) proof-of-concept test.

- 3Q-2000 R&D program jointly funded by DOE / NETL and CES
- Test 20 MW (thermal) Gas Generator at 100 bar and 815 to 1650 °C
- Operation compatible with both steam turbines and gas turbines (20-110 bar, 315-1650 °C).
- Combustion products simplify zero-emissions power generation and enable low-cost CO2 capture for EOR or sequestration
- Proves enabling technology and sets stage for small-scale "Zero Emission" demonstration plant



Vedlegg punkt 7.1 til 7.3

Internkontroll

Internal control procedures will be defined as part of Project Phase-2 "Pre-Engineering and Qualification".

This will encompass procedures for measuring and monitoring all emissions and produced gases from the Pilot- & Demonstration Power Plant. As also requested by SFT in the Sub-section 7.1 through to 7.3.