



Brint som energibærer

Morthorst, Poul Erik; Nielsen, Lars Henrik; Schleisner, L.

Publication date:
1993

Document Version
Også kaldet Forlagets PDF

[Link back to DTU Orbit](#)

Citation (APA):
Morthorst, P. E., Nielsen, L. H., & Schleisner, L. (1993). Brint som energibærer. (Denmark. Forskningscenter Risoe. Risoe-R; Nr. 675(DA)).

DTU Library

Technical Information Center of Denmark

General rights

Copyright and moral rights for the publications made accessible in the public portal are retained by the authors and/or other copyright owners and it is a condition of accessing publications that users recognise and abide by the legal requirements associated with these rights.

- Users may download and print one copy of any publication from the public portal for the purpose of private study or research.
- You may not further distribute the material or use it for any profit-making activity or commercial gain
- You may freely distribute the URL identifying the publication in the public portal

If you believe that this document breaches copyright please contact us providing details, and we will remove access to the work immediately and investigate your claim.

RISØ

Risø-R-675(DA)

Brint som energibærer

Poul Erik Morthorst, Lars Henrik Nielsen, Lotte Schleisner



Forskningscenter Risø, Roskilde
Januar 1993

Brint som energibærer

Risø-R-675(DA)

Poul Erik Morthorst, Lars Henrik Nielsen, Lotte Schleisner

**Forskningscenter Risø, Roskilde
Januar 1993**

Abstract Formålet med nærværende rapport har været at undersøge mulighederne for at introducere brint som energibærer i energisystemet i fremtiden i Danmark og påpege de økonomiske og miljømæssige konsekvenser heraf.

Der er i rapporten beskrevet forskellige teknologier for produktion, lagring, transport og anvendelse af brint, og teknologier, der er relevante i det danske energisystem, er udvalgt til opstilling af forskellige scenarier for, hvorledes brint kan introduceres i det danske energisystem i år 2030.

Rapporten er den afsluttende rapport på projektet "Brint som energibærer" finansieret af ELSAM og ELKRAFT samt under EFP-90 j.nr. 151/90-0030 og EFP-92 j.nr. 151/92-0030.

ISBN 87-550-1886-6
ISSN 0106-2840

Grafisk Service, Risø, 1993

Resumé Hovedformålet med denne rapport har været at undersøge mulighederne for at introducere brint som en fremtidig energibærer i energisystemet.

For at være i stand til at opbygge forskellige brintscenarier er hele brintcyklussen fra produktion via transport og lagring af brint til anvendelsesmulighederne for brint gennemgået. De respektive teknologier er gennemgået overordnet, og der er derefter udvalgt teknologier, der kan være relevante i energisystemet i Danmark. Det er disse teknologier, der siden hen indgår i de opstillede energiscenarier.

Elektrolyse, biomasseforgasning samt kulforgasning er udpeget som interessante produktionsteknologier for det danske energisystem, mens anvendelsesmulighederne for brint i Danmark vurderes at være brændselsceller placeret centralt eller decentralt eller brint anvendt som brændsel i transportsektoren. Lagring af brint er forudsat at foregå i store underjordiske kaverner, hvilket er den absolut billigste lagringsmetode. I de tilfælde, hvor der er behov for at distribuere brinten, antages det, at det eksisterende naturgasnet kan benyttes, og der er derfor ikke iberegnet omkostninger til distribution i scenarierne.

De forskellige brintteknologiers indpasning i energisystemet i Danmark er vurderet med hensyn til sikkerhed, og der er taget hensyn til disse vurderinger ved opstilling af realistiske totale scenarier.

De opstillede scenarier er gennemregnet i et til projektet opbygget modelsystem bestående af 2 modeller. Den ene model simulerer driften af energisystemet ved indførelse af forskellige brintteknologier, mens den anden model udregner konsekvenserne set ud fra et teknisk-økonomisk og miljømæssigt synspunkt ved at lade de respektive brintteknologier indgå i energisystemet.

Der er i rapporten gennemregnet adskillige scenarier, hvor kun produktionssiden behandles, og ligeledes flere hvor kun anvendelsessiden behandles. På basis af disse partielle scenarier er de mest interessante scenarier udvalgt og kombineret til totale scenarier. Der er gennemregnet 3 typer totale scenarier:

- Et *elsystemscenarie*, hvor der introduceres store mængder vedvarende energi i energisystemet, og hvor brint indføres til lastudjævning og som ellagringsmulighed.
- Et *brintproduktionsscenario*, hvor elsystemet antages at fungere som brintproducent til transportsektoren.
- Et *miljøscenarie*, hvor brintteknologi indføres i energisystemet for at reducere CO₂-emissionerne.

I *elsystemscenariet* produceres brint ved elektrolyse på basis af vindenergi evt. i samspil med kul- eller bioforgasning og anvendes siden hen i centralt placerede brændselsceller.

I *elsystemscenariet* dækkes 43% af det samlede elbehov og 57% af det samlede varmebehov i et system med vindkraft og biomasseforgasning og med anvendelse af brint som energibærer. Dette medfører en meromkostning på den samlede elproduktion på 1,4 øre/kWh. Der kan på basis af biomasse og vind opnås en væsentlig CO₂-reduktion på 23% til en rimelig lav CO₂-reduktionspris på 51 kr./ton CO₂.

I *brintproduktionsscenarioet* produceres brint ved kulforgasning eller ved elektrolyse på basis af el produceret på konventionelle værker i konstant drift, og brinten afsættes i transportsektoren, hvor den erstatter diesel.

Der produceres i brintproduktionsscenarioet en mængde brint, der kan dække 21% af transportbehovet. Brinten kan på basis af kulforgasning produceres til en pris på 49 kr./GJ, hvilket er 25% lavere end dieselprisen.

I *miljøscenariet* indføres der vindenergi i samspil med elektrolyse eller bioforgasning til produktion af brint, der siden hen anvendes i transportsektoren eller i centrale brændselsceller.

I miljøscenariet er 55% af elbehovet og 57% af varmebehovet dækket på basis af vedvarende energi, mens 21% af transportbehovet dækkes af brint. Meromkostningen på den samlede elproduktion er 0,3 øre/kWh, og der opnås en CO₂-reduktion på 34% i forhold til referencen til en CO₂-reduktionspris på 69 kr./ton reduceret CO₂.

På basis af de gennemregnede scenarier vurderes brint som en realistisk energibærer i fremtidens energisystem. Brint kan virke som lastudjævning i et elsystem med stor anvendelse af vedvarende energi eventuelt i samspil med forgasningsanlæg. Brinten kan anvendes i centrale brændselsceller og i transportsektoren, hvorved CO₂-emissionerne fra energisystemet vil falde betydeligt.

Indhold

Forord 7

Problemformulering 8

Konklusioner og anbefalinger 10

1 Introduktion af brint som energibærer 12

2 Produktion af brint 13

2.1 Produktionsmetoder 13

2.2 Relevante produktionsmetoder for det danske energisystem 16

3 Transport af brint 20

3.1 Transportformer 20

3.2 Relevante transportformer for det danske energisystem 21

4 Lagring af brint 23

4.1 Lagring af tryksat brint 23

4.2 Relevante lagringsformer for det danske energisystem 26

5 Anvendelse af brint til elproduktion eller opvarmning 28

5.1 Anvendelsesteknikker 28

5.2 Relevante el/varmeteknologier for det danske energisystem 31

6 Anvendelse af brint til transport 33

6.1 Teknikker og lagringsmetoder 33

6.2 Relevant anvendelse af brint til transport i det danske energisystem 34

7 Scenariedata 36

7.1 Anvendte modeller 36

7.2 Forudsætninger for systemsimuleringerne 39

7.3 Scenarieopbygning 42

8 Partielle scenarier 46

8.1 Produktionsscenarier 46

8.2 Forbrugsscenarier 62

9 Risiko ved brug af brint som energibærer 73

9.1 Sikkerhedskarakteristik af stoffet brint 73

9.2 Uheldserfaringer 74

9.3 Tværgående "hazop" for anvendelse af brint i energisystemet 77

10 Samlede perspektiver for anvendelsen af brint som energibærer i det danske energisystem 81

10.1 Totale scenarier 81

10.2 Total scenarie: Brint inden for elsystemet (E) 82

10.3 Totalscenarie: Elsektoren som brintproducent (P) 89

10.4 Totalscenarier: Fokus på miljø (M) 95

10.5 Konklusion vedrørende scenarierne 106

11 Brint som energibærer i udlandet 109

11.1 Brintteknologiens perspektiver 109

11.2 Forskning og udvikling 109

12 Videre forskning og udvikling i forbindelse med brint som energibærer i det danske energisystem 114

12.1 Nødvendig FoU i Danmark for anvendelse af brint som energibærer 114

12.2 FoU i Danmark med eksport for øje 115

Referencer 117

A Bilag 1 125

A.1 Nøgletal for brintteknologier benyttet i scenariekørsler 125

B Bilag 2 128

B.1 Installerede effekter i energisystemet i de respektive scenarier 128

C Bilag 3 131

C.1 ES³-modellen 131

D Bilag 4 136

D.1 BRUS-modellen 136

Forord

Nærværende rapport er den afsluttende rapport på projektet "Brint som energibærer". Halvvejs i projektet blev der udarbejdet en rapport med titlen "Brint som energibærer (med fokus på ellagring) Statusrapport", som til dels har dannet grundlag for denne endelige rapport.

Rapporten beskriver de forskellige omdannelsesprocesser i et brintsystem, fra brintproduktion via transport og lagring af brint til anvendelsesmetoder for brinten. Disse forskellige elementer har dannet byggeklodserne for opstilling af flere scenarier for, hvorledes brint kan introduceres som energibærer i det danske energisystem i år 2030.

Der er af Energistyrelsen nedsat en følgegruppe tilknyttet projektet. Følgegruppens opgave har hovedsageligt været at vejlede projektet. Følgende personer har været medlemmer af følgegruppen:

Søren Mehlsen, ELSAM
Knut Berge/Peter Simonsen, ELKRAFT
Kurt Delvig, Miljøstyrelsen
Niels Hansen, Risø, Afdelingen for Materialeforskning
Niels I. Meyer/Kaj Jørgensen, DTH, Fysisk Lab. III
Mogens Johansson, Dansk Energi Analyse
Preben Buhl Pedersen, dk-TEKNIK
Einar Brodersen, Energistyrelsen
Jan Daub, Energistyrelsen
Niels Juhl Thomsen, Risø, Energisystemgruppen
H.Chr. Dibbern, Haldor Topsøe

Projektet har været udført på Risø som et samarbejdsprojekt mellem Afdelingen for Materialeforskning og Afdelingen for Systemanalyse (Risikoanalysegruppen og Energisystemgruppen). Projektledelsen har ligget i Energisystemgruppen. Følgende personer har deltaget i projektet:

John Kjøller,	Afdelingen for Materialeforskning
Allan Schrøder Pedersen,	Afdelingen for Materialeforskning
Carsten D. Grønberg,	Risikoanalysegruppen
Dan Sandvik Nielsen,	Risikoanalysegruppen
Poul Erik Morthorst,	Energisystemgruppen
Lars Henrik Nielsen,	Energisystemgruppen
Lotte Schleisner,	Energisystemgruppen (projektleder)

Rapporten er primært udarbejdet i Energisystemgruppen. Afdelingen for Materialeforskning har bidraget med kapitlerne 3, 4 og 6, og Risikoanalysegruppen har udarbejdet kapitel 9. Derudover har der været et tæt samarbejde med ELKRAFT's Driftsafdeling, der har bidraget med værdifulde informationer til projektet.

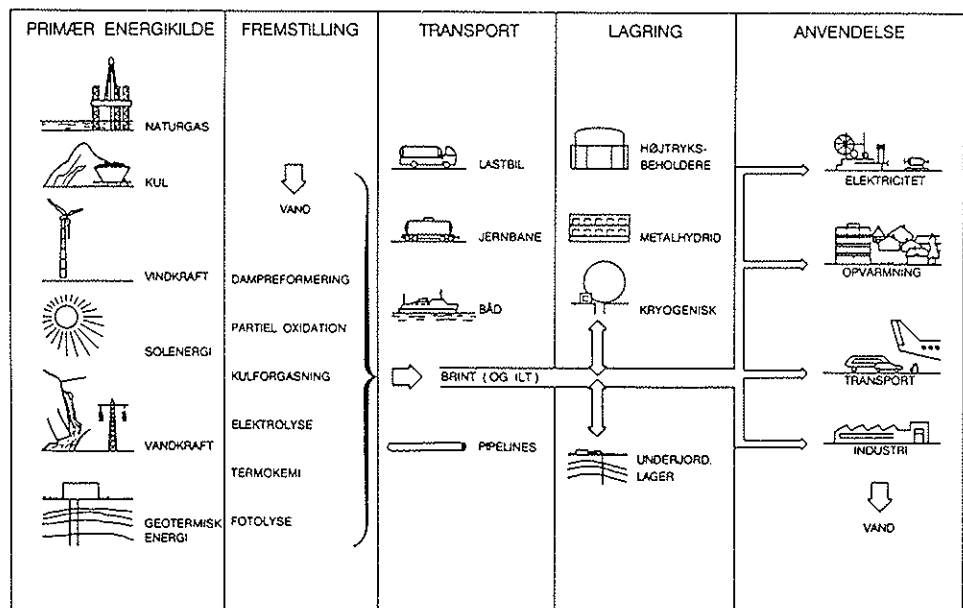
Problemformulering

Det har med dette projekt været formålet dels at samle og formidle den hidtidige forskning vedrørende brint, dels at vurdere mulighederne og konsekvenserne ved at lade brint indgå som energibærere i det danske energisystem. Der er i projektet specielt tænkt på mulighederne for anvendelse af brint i år 2030 for således ikke at være bundet af eksisterende systemmæssige bindinger i energisystemet.

Interessen for undersøgelse af brint som energibærere er i de senere år vakt igen i mange lande. Årsagen til dette skyldes den voksende energi- og specielt miljøbevidsthed bl.a. i forbindelse med konstatering af drivhuseffekten. Som lagringsmedium kan brint afhjælpe den kraftige binding mellem produktion og efterspørgsel af elektricitet og dermed indgå som komponent til lastudjævning i energisystemet. Brint er et meget miljøvenligt alternativ som energibærer, da forbrænding af brint medfører en væsentlig reduktion i emissioner af skadelige stoffer. Når brint forbrændes ved tilførsel af luftens ilt, dannes der vanddampe. Ved anvendelse af brint eksempelvis i transportsektoren kan en stor mængde forurenende diesel og benzin erstattes af brint, hvorved CO₂-udslippet reduceres væsentligt.

Ser man på brintteknologien i sin helhed, d.v.s. fra fremstilling til anvendelse, er brintteknologien ikke nødvendigvis mere miljøvenlig end andre energiteknologier. Det er derfor vigtigt ved vurdering af anvendeligheden af brint som energibærer at gennemgå alle led i brintteknologiens kæde, d.v.s. fra produktion via transport via lagring til anvendelse.

Forskellige metoder for fremstilling af brint ud fra varierende primære energikilder samt forskellige anvendelsesområder fremgår af nedenstående figur. Ligeledes er påført transportformer og lagringsmetoder.



Brintsystemet.

I det danske energisystem, hvor der i fremtiden hurtigt kan opstå systemmæssige bindinger på grund af en øget kraftvarmeproduktion, kan brint med fordel indgå i samspil med el, idet brint har den store fordel i forhold til el, at brinten kan lagres.

Perspektiverne for anvendelsen af brint i år 2030 er tæt knyttet til forventningerne til energisystemets energikilder og systemets virkemåde. For at belyse, hvorledes brint kan indgå som energibærer i energisystemet i fremtiden, er der taget udgangspunkt i eksisterende data vedrørende produktion og forbrugsmønstre fra elværkerne. Det er herved søgt at vurdere perspektiverne vedrørende udnyttelsen af brint som energibærer i det danske energisystem under så realistiske forhold som muligt.

Konklusioner og anbefalinger

Hovedkonklusioner

Brint virker som en realistisk energibærer i fremtidens energisystem. Miljømæssigt vil introduktion af brintteknologi i samspil med vedvarende energi være attraktiv med en anvendelse af brinten i el- eller transportsektoren, idet CO₂-emissionen fra det totale energisystem vil reduceres betydeligt.

Følgende punkter kan påpeges:

- Store mængder vedvarende energi kan indpasses i et funktionelt energisystem ved introduktion af brint som energibærer. Indførelsen af brint i et system med meget vedvarende energi vil være økonomisk attraktiv.
- Brintteknologien i samspil med vedvarende energi kan medføre en betydelig CO₂-reduktion i energisystemet til en attraktiv CO₂-reduktionspris.
- Brint som transportbrændsel kan i elsektoren produceres 25% billigere end diesel. Miljømæssigt flyttes CO₂-emissionerne fra lokalt plan til centralt plan med bedre mulighed for rensning.
- Af de belyste anvendelsesmuligheder er brint som brændsel i transportsektoren eller i centralt installerede brændselceller de mest favorable set ud fra et økonomisk og miljømæssigt synspunkt.
- Fra et sikkerhedsmæssigt synspunkt anvendes brint bedst i centralt placerede brændselceller eller evt. i rutetransporten.

Delkonklusioner

- Af de samlede omkostninger i forbindelse med et brintsystem baseret på elektrolyse udgør elektrolysatorerne de væsentligste omkostninger, mens brintlageromkostningerne udgør en meget lille del af de samlede omkostninger. Elektrolysatorernes benyttelsestid har væsentlig betydning for de årlige totalomkostninger.
- Behovet for lagring af meget store mængder brint vil kunne løses ved at anvende udskyllede kaverner i salthorste, hvilket er en økonomisk og teknisk fordelagtig lagertype for brint.
- Kulforgasningsanlæg med combined-cycle i samspil med vindkraft er attraktivt ved introduktion af brint som energibærer, idet combined-cycle anlægget kan fungere som lastfølge for vindkraften, mens brint produceres på basis af overskydende syngas ved en shift-proces.
- Ved indførelse af større mængder vedvarende energi kan der hurtigt opstå betydelige el-overløb i energisystemet. Selv ved en moderat udbygning med kraftvarme og vedvarende energi vil der fremkomme et mindre el-overløb i år 2030.
- Import af el til brintproduktion vil ud fra et økonomisk synspunkt være fordelagtigt i et system, hvor der allerede eksisterer elektrolysatorer i systemet, eksempelvis et system med stor indtrængning af vedvarende energi.
- Indførelse af avancerede teknologier med høj eleffektivitet fører til øgede bindinger i energisystemet. Anvendelse af brint som energibærer kan tilføre

systemet betydelig fleksibilitet og således lette introduktionen af disse teknologier.

Anbefalinger

- Teknologiernes omkostninger bør undersøges på detailplan, idet de angivne omkostninger for indførelse af brintteknologien kun er overordnede omkostninger tilknyttet teknologien og ikke funktionssystemet omkring.
- Elektrolysatorernes effektivitet og levetid bør eftervises, specielt ved fluktuierende elinput.
- Omkostningerne ved lagring af brint i saltkaverner er små. Teknologien bør afprøves i praksis for at opnå driftserfaringer og vurdere de totale omkostninger.
- En afprøvning af naturgasnettet for transport af brint vil være af stor betydning, da der i dag hersker tvivl, om naturgasnettet kan benyttes til transport af brint, og om hvor store ændringer der i givet fald skal udføres for at kunne benytte naturgasnettet til distribution af brint.
- Praktisk erfaring vil være nødvendig for at underbygge forventningen til introduktion af brint som energibærer i energisystemet, da erfaring vedrørende håndtering af brint og samspillet mellem de forskellige teknologier kan ændre billedet.
- Indførelse af ineffektive anlæg i energisystemet, såsom brændselsceller kræver nøjere analyse, idet der hurtigt opstår bindinger i systemet. Indpasning af større varmelagre i elsystemet bør analyseres i denne forbindelse.
- En detaljeret analyse af mulighederne for anvendelse af brint i transportsektoren samt praktisk erfaring vil være en væsentlig information for en vurdering af brints mulige indtrængen i transportsektoren. Analyse af infrastrukturen er en væsentlig parameter.
- De sikkerhedsmæssige forhold ved indførelse af brintteknologien i et givent system bør gennemgås på detailniveau.
- Brint som energibærer bør vurderes i forhold til andre alternative energibærere, eksempelvis methanol, eller direkte anvendelse af syngas (jvf. Scenario E2).
- Bioforgasningsanlæg bør analyseres nærmere specielt med hensyn til fleksibilitet, effektivitet og omkostninger.
- En introduktion af reversible brændselsceller i forbindelse med brint som energibærer bør analyseres.

1 Introduktion af brint som energibærer

Brint betragtes generelt som en kommende energibærer og lagringsmedie for det næste århundrede. Brint kan udvindes fra vand ved udnyttelse af enhver form for primær kilde af højkvalitetsenergi. Brint kan forbrændes til vand igen i en kemisk lukket cyklus uden væsentlige emissioner.

Alle primære energikilder kan benyttes til produktion af brint. Hvis brint fremstilles på basis af fossile brændsler, dannes der imidlertid CO_2 , der bør opsamles og lagres permanent, for at fremstillingsmetoden kan betragtes som ren. Metoden til opsamling af CO_2 er endnu ukendt og omkostningerne forbundet hermed er uvisse. Derfor må metoden til fremstilling af ren brint i dag være på basis af vedvarende energi eller atomenergi. Der ses bort fra fremstilling af brint på basis af atomenergi i denne rapport.

Brint er ikke en energikilde, men ligesom elektricitet en sekundær energibærer, der kræver tilstedeværelsen af en energikilde for at kunne produceres. Brint og elektricitet er derudover absolut forenelige energibærere, idet el kan benyttes til at producere brint gennem elektrolyse, mens brint sammen med ilt (luft) kan producere elektricitet bl.a. ved benyttelse af brændselsceller.

El har imidlertid den store ulempe ikke at kunne lagres. Dette betyder, at produktions- og transportsystemerne bestemmes af den maksimale efterspørgsel over året. Da der er forskel i efterspørgsel dag og nat, sommer og vinter, er den gennemsnitlige efterspørgsel kun det halve af efterspørgselen i spidslastperioder. Dette betyder, at alt udstyret i gennemsnit kun arbejder ved halv kapacitet, hvilket er et alvorligt problem set ud fra et økonomisk synspunkt.

En af fordelene ved benyttelsen af brint som energibærer er, at rørtransmission af brint over meget lange afstande er billigere og mere miljøvenlig end eldistribution. Brint kan ligesom naturgas transporteres i rør over store afstande og til nogenlunde samme omkostninger.

Brint og el kan sammen forventes at blive de dominerende energibærere i det fremtidige energisystem. Brint har imidlertid den fordel i forhold til el, at den kan lagres også i store mængder. Også set ud fra et miljømæssigt synspunkt er anvendelse af brint i sig selv meget attraktiv. Når brint forbrændes ved tilførsel af luftens ilt, dannes der vanddamp. Nitrogenoxider dannes dog ved meget høje forbrændingstemperaturer.

Brint er en fleksibel energibærer, der kan forene forskellige energikilder og -teknologier, som ellers er vanskeligt forenelige. Set ud fra et teknisk synspunkt er der ingen grund til at en udvikling mod udnyttelsen af brint som energibærer ikke allerede kan starte idag. Tidshorisonten for at introducere brint som energibærer i større skala i det fremtidige energisystem er dog vurderet til 30 til 50 år fra idag, afhængig af hvor meget miljøet bliver respekteret, og om der af miljømæssige årsager bliver lagt skatter på udslip fra de fossile brændsler, som eksempelvis CO_2 -afgiften.

2 Produktion af brint

Brint kan fremstilles på basis af mange forskellige energikilder, men ikke alle produktionskilder og metoder er lige attraktive set ud fra et økonomisk og miljømæssigt synspunkt. Størstedelen af den brint, der i dag produceres til industrielle formål, fremstilles ud fra naturgas eller olie, enten som hovedprodukt eller som biprodukt ved en kemisk proces.

Kun en mindre procentdel af brinten fremstilles i dag elektrolytisk. Brintproduktion ved elektrolyse kræver tilførsel af elektricitet, og elektrolyseprocessen kan således give mulighed for at udnytte brint som lagringsmedie for el.

Almindeligvis foretrækkes det at fremstille brint ud fra kulbrinter, da energiforbruget herved er mindre end ved fremstilling af brint på basis af elproduktion og efterfølgende elektrolyse. Brint fremstillet på basis af kul, naturgas eller olie medfører imidlertid emissioner af CO₂ og vil derfor kun være attraktivt ud fra et miljømæssigt synspunkt, hvis der kan findes en permanent metode til lagring af den producerede CO₂.

Termiske, termokemiske, biokemiske og fotokemiske processer anvendes endnu ikke til industrielle formål.

Da der er stærk sammenhæng mellem energipriserne og priserne på kulbrinter, er der ingen grund til at tro, at metoderne for fremstilling af brint til industrielle formål vil ændre sig i den forestående fremtid, medmindre industrien pålægges afgifter eller andre tiltag for at nedsætte emissioner af kuldioxid, svovlkomponenter, NO_x og varme.

Produktion af brint er en proces, der altid har været udsat for intensiv forskning og udvikling. Der er således indtil nu blevet opbygget en stor viden omkring fremstilling af brint, specielt på basis af elektrolyse. Som det vil fremgå af det følgende, er processen stadigvæk under udvikling.

2.1 Produktionsmetoder

Brint er ikke en energikilde men en energibærer, der kan udledes af vand eller fossile brændsler.

Forskellige produktionsprocesser kan således anvendes, hvilket fremgår af Figur 2.1.

Elektrolyse

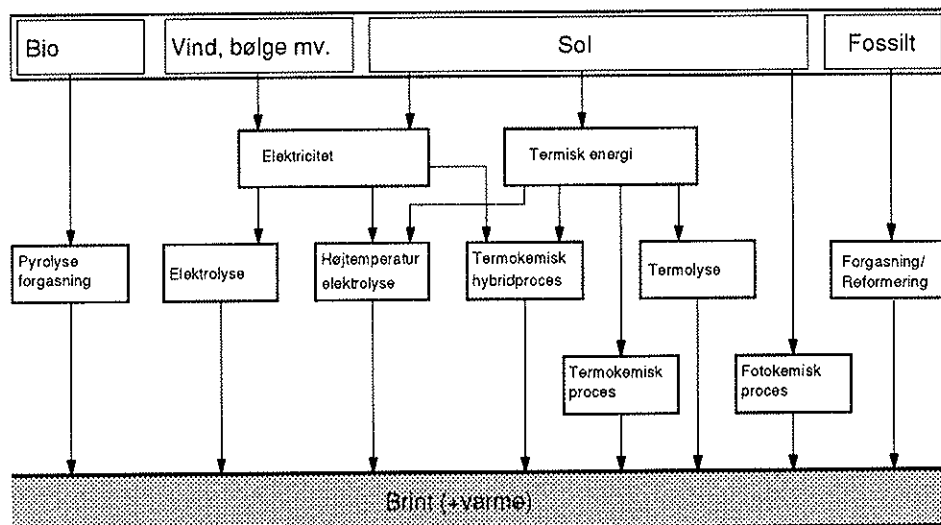
Brint kan produceres ved elektrolyse, der er en sønderdeling af vand til brint og ilt på basis af elektricitet. Brint dannes ved katoden, og ilt dannes ved anoden i en elektrolytisk celle ved tilførsel af jævnstrømsspænding på mindst 1,6 Volt. Elektrolytten er en vandig opløsning.

Elektrolyse er en udviklet teknologi med en virkningsgrad i dag op til 91%. 94% kan forventes (ref. 17).

Højtemperaturelektrolyse

Højtemperaturelektrolyse er en sønderdeling af vand til brint og ilt på basis af elektricitet og termisk energi ved høj temperatur. Processen forløber ved omkring 1000°C. Elektrolytten består af en fast keramisk materiale, som leder ilt-ioner.

Teknologien er under udvikling. Elvirkningsgraden, d.v.s. forholdet mellem brint udledt og el tilført i systemet, forventes at være op til 135%, idet en del af den tilførte energi er termisk energi (ref. 16).



Figur 2.1 Brintproduktionsteknologier.

Termokemisk proces

Den termokemiske proces er en direkte termodynamisk sønderdeling af vand til brint og ilt.

Processen forløber i flere trin med dalende temperatur, den første ved ca. 750°C, uden nogen form for eltilførsel. Virkningsgraden afhænger af temperaturniveauet: jo højere temperatur, jo bedre virkningsgrad. Ved 950°C vil den teoretiske virkningsgrad være 90%.

Processen er under forskning og udvikling, bl.a. hos Ispra (ref. 16). Deres 3-trins forsøg med jernklorid ved 650°C peger mod en teoretisk effektivitet på 44%. Det høje temperaturniveau medfører materialeproblemer, men også problemer med at styre processen. Processen er baseret på nuklear energi.

Termokemisk hybridproces

Den termokemiske hybridproces er en speciel form for termokemisk proces, hvor der også er en elektrokemisk reaktion involveret. Hybridcyklerne forløber derfor som regel i to trin. Den elektrokemiske reaktion foregår normalt ved lav temperatur og ved et lavere energibehov end almindelig elektrolyse.

Processen er under udvikling. Den teoretiske termiske virkningsgrad er 40-45%. Forsøg viser i dag en virkningsgrad på 30% (ref. 16).

Termolyse

Termolyse er en direkte termisk sønderdeling af vand til brint og ilt. Processen kræver meget høje temperaturer, og først ved temperaturer over 2000°C kan der udvindes rimelige mængder brint.

Teknologien er stadig på forskningsniveau i forbindelse med nuklear energi eller højtemperatur solenergi. Processen virker ikke økonomisk attraktiv, da der ved de høje procestemperaturer dannes flere forskellige reaktionsprodukter (H₂O, H₂, O₂, H, O og OH) (ref. 17).

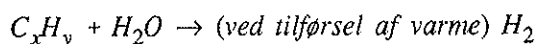
Fotoelektrolyse

Fotoelektrolyse er en direkte sønderdeling af vand til brint og ilt på basis af solstråling. I den fotoelektrokemiske sønderdeling af vand belyses halvleder-elektroderne direkte i den elektrolytiske celle. Ved processen forløber den fotovoltaiske dannelse af elektricitet og den elektrokemiske reaktion på samme sted. Den fotoelektrokemiske celle består af en lysfølsom katode af halvledende materiale i forbindelse med en elektrolyt. Anoden består af et inaktivt materiale som f.eks. nikkel. Når den halvledende katode udsættes for lys, opstår der en potentiel forskel mellem katode og anode, hvorved celledspændingen stiger. Herved kan sønderdeling af vandet forløbe.

Teknikken er endnu på grundforskningsniveau. Der forventes en effektivitet på 15% på basis af sollys som eneste energikilde (ref. 17).

Steam reforming

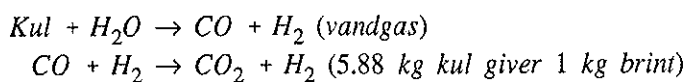
Reforming eller steam reforming er en reaktion af naturgas eller olie med damp ved høje temperaturer, hvorved der udvikles brint:



Processen anvendes i dag til industriel fremstilling af brint.

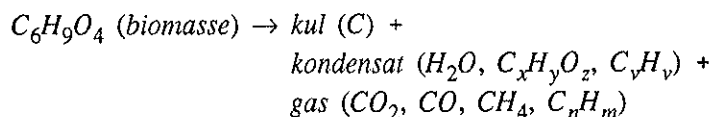
Kulforgasning

Kulforgasning er en proces, der har været under hurtig udvikling og i dag er i kommerciel brug. Gasificeringsprocessen er miljømæssig attraktiv, da emissioner som svovl lettere kan fjernes. Ved den katalytiske proces dannes syntetisk gas, der kan shiftes til brint:



Pyrolyse

Brint kan fremstilles på basis af biomasse ved pyrolyse af biomassen og en efterfølgende forgasning af den reducerede kulrest. Ved pyrolysen foregår følgende reaktion:



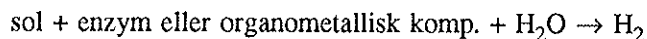
Processen er under udvikling til fremstilling af brint.

Yderligere fremstillingsprocesser

Af yderligere fremstillingsprocesser kan kort nævnes følgende:

- fast affald + luft \rightarrow CO + H₂
- Cellulose + H₂O + luft \rightarrow H₂ + CO + CH₄
- Biomasse + H₂O + luft \rightarrow H₂ + CO₂

- Fotokemisk brintproduktion:



- Biologisk eller biokemisk brintproduktion.

De nævnte fremstillingsprocesser er på forskellige niveauer i udviklingen. Metoder til direkte sønderdeling af vand i et trin er stadig på forsknings- og udviklingsniveauet, eksempelvis katalyse, de biologiske processer, fotoelektrolyse og ligeledes de forskellige termiske processer. Elektrolyse er i dag den proces, der er længst fremme.

2.2 Relevante produktionsmetoder for det danske energisystem

Ved indpasning af større mængder vedvarende energi i det danske energisystem vil brint kunne anvendes som lagringsmedie for den overskudsenergi, der i perioder kan forekomme i energisystemet som følge af varmebunden elproduktion. Ved elektrolyse kan overskudsenergi omdannes til brint, der kan lagres til senere anvendelse i energisystemet enten ved konvertering til el eller varme eller som forureningsfrit brændstof i transportsektoren.

Brint kan yderligere fremstilles direkte på basis af vedvarende energikilder ved pyrolyse af biomasse, ved fotoelektrolyse eller ved benyttelse af jævnstrømsvindmøller i forbindelse med elektrolyse. Disse fremstillingsmetoder kan være relevante ved en lokal decentral indpasning af brint, hvor brint kan benyttes som lagringsmedie og sidenhen anvendes decentralt eller lokalt i transportsektoren.

Ved central produktion af brint kan brint produceres på basis af eksisterende kulforgasnings- eller reformeringsanlæg, eller ved forgasning af biomasse. På denne måde kan de vedvarende energikilder benyttes direkte til produktion af el på alle tidspunkter, mens det eksisterende kulforgasningsanlæg på tidspunkter med overproduktion af el kan benyttes til brintproduktion, hvorved mellemproduktet til elproduktion kan springes over.

2.2.1 Elektrolyse (ref. 16, 17, 53)

Elektrolyse er blevet benyttet til fremstilling af brint i omkring 100 år. Det første større anlæg blev opført af Norsk Hydro i 1927 i Norge. I dag findes der adskillige store elektrolyseanlæg, der producerer brint og ilt.

Større elektrolyseanlæg bliver som regel kun opført, hvis der er billig elektricitet til rådighed som f.eks. vandkraft. Mindre elektrolyseanlæg med kapaciteter på 50-500 m³ brint/h benyttes oftest i industrien, da disse anlæg er simple og lette at operere. Derudover er omkostningerne til sådanne anlæg meget moderate. På verdensbasis fremstilles omkring 5% af al brint ved elektrolyse.

Konventionelle elektrolyseapparater har i dag en el-effektivitet på 80-88%. El-effektiviteten forventes at kunne forøges op til 88-94%. Dette gælder for elektrolysatorer baseret på elektricitet som den eneste energitilførsel. Nye højtemperatur elektrolysatorer er under udvikling, hvor energitilførslen er baseret på el såvel som spildvarme. Der kan herved opnås en noget højere el-effektivitet ved produktion af brint.

Der findes 3 forskellige former for vandelegkrolyse:

- alkalisk vandelegkrolyse
- fastpolymer elektrolyse (SPE)
- højtemperatur elektrolyse (700-1000°C)

Derudover foregår der forskning vedrørende fotokemisk elektrolyse, der virker ved, at al energien eller størstedelen af den kommer i form af lys. I princippet kan denne form for elektrolyse betragtes som en brintproducerende solcelle.

I den ideelle fotoelektrokemiske celle, hvor al den elektriske energi tilføres i form af lys, skulle systemet kunne opnå en relativ høj effektivitet, omkring 15% regnet på basis af lysintensiteten.

Et alternativ til den fotoelektrokemiske celle er at separere den fotovoltaiske del og den elektrolytiske del, således at et solcelleanlæg kan operere sammen med en konventionel elektrolysator. Herved opstår der konkurrence mellem de sædvanlige "tørre" fotovoltaiske solceller og de fotoelektrokemiske systemer.

Fordelen ved den kemiske celle sammenlignet med de konventionelle faste solceller vil være lavere omkostninger og simple fabrikationsprocedurer.

Den mest almindelige elektrolyseform er i dag den alkaliske elektrolyse. Denne foregår som regel på små eller middelstore anlæg (0.5-5 MW, 100-1000 Nm³/h). Den mængde energi, der skal tilføres ved den alkaliske elektrolyse i form af strøm, er ca. 4 kWh/Nm³, inkl. energitab og energi til pumper etc. Elektrolysen foregår ved en temperatur på 70-100°C.

Eksempler på kommercielle elektrolysatorer:

Tabel 2.1 Driftsforhold for forskellige elektrolysatorer (ref. 16).

	Electrolyzer Corp. Ltd.	Lurgi	Norsk Hydro	Hydrogen Systems NV
Tryk	normal	30 bar	normal	10 bar
Temperatur	70°C	90°C	80°C	100°C
Strømtæthed (kA/m ²)	2.50	2.1	2-3	7.5
Cellespænding (V)	1.85	1.9	1.71	1.65
Energibehov (kWh/Nm ³)	4.4	4.5	4.1	3.9
Effektivitet (% af HHV)	80	79	87	91

Lurgi-elektrolysatoren er en højtrykselektrolysator. I et system hvor brinten videre i forløbet skal komprimeres, har den den umiddelbare fordel, at brinten bliver produceret ved højt tryk, og der kan således undgås videre kompression. Der kan derved springes et procesled over.

Udviklingsarbejdet er ikke kun rettet mod en forbedring af effektiviteten men også mod en lavere investering, således at den endelige pris for den producerede brint kan reduceres.

Energi og miljø

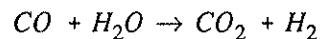
Virkningsgraden for de alkaliske elektrolysatorer ligger normalt i dag på 80-88%, baseret på den høje brændværdi. Denne virkningsgrad forventes i fremtiden at kunne forøges op til 94%, hvorefter den næppe kan forbedres yderligere.

Elektrolysatorerne arbejder på jævnstrøm, og den mængde elektricitet, der skal anvendes til elektrolyse, skal derfor gennem en ensretter. Energitalet herved er dog kun omkring 0,5%.

Set ud fra en miljømæssigt synspunkt er elektrolyse en ideel metode til fremstilling af brint. Ved elektrolysen spaltes vand i ilt og brint, hvilket ikke medfører nogle emissioner. Der kan imidlertid forekomme emissioner forbundet med fremstillingen af den elektricitet, der benyttes for at elektrolysen kan forløbe.

2.2.2 Kulforgasning (ref. 17, 86, 67, 107)

Kulforgasning er en proces, hvor der ved tilførsel af ilt ved høj temperatur og forhøjet tryk produceres brint eller brintholdige gasser. Kul forgasses ved høj temperatur ved tilførsel af damp og ilt til en syntetisk gas bestående af en blanding af CO og H₂. Den syntetiske gas skal renses, inden den fortsætter gennem det videre procesforløb. Til fremstilling af ren brint konverteres CO fuldstændigt ved den exoterme katalytiske proces:



Denne proces foregår ved noget lavere temperaturer.

De resterende spor af CO fjernes ved en katalytisk methanreaktion. Den rene brint opnås til sidst ved kryogene eller andre gasseparationsmetoder.

Da formålet her i rapporten med kulforgasning er en brintproduktion, gælder det ved processen om at optimere udbyttet af CO og H₂ og minimere CH₄-udbyttet. Der arbejdes derfor normalt ved høje temperaturer over 1200°C og lav opholdstid (1-10 sek) med ren ilt ved atmosfæretryk eller under tryk op til 100 bar.

Alle kulforgasningsprocesser kan benyttes ved fremstilling af brint. Det største udbytte af brint opnås dog, når pulveriseret kul forgasses med ilt ved høje temperaturer, hvilket foregår ved de kommercielle processer Koppers-Totzek og Texaco.

Kulforgasning er en ny teknologi i forbindelse med el- og kraftvarmeproduktion. I kulforgasningsanlægget forgasses kul, og gassen anvendes i en gasturbine, som sammen med en afgaskedel og en dampturbine udgør et combined cycle-anlæg.

Anlægget er et investeringstungt anlæg baseret på anvendelse af kul og er derfor mest velegnet som grundlastanlæg, men kan dog også anvendes som mellem-lastanlæg.

Brintproduktion på basis af kulforgasning kan foregå på et kraftvarmeanlæg, der allerede er etableret som grundlast eller mellemloadanlæg ved kulforgasning. Anlægget kan således fungere som el- og varmeproduktionsenhed i grundlastsituationer, mens der i situationer med overskudsenergi, f.eks. ved tilførsel af store mængder vedvarende energi i stedet for el, kan produceres brint på kulforgasningsanlægget. Den vedvarende energi kan således producere el, der direkte kan anvendes i elsystemet og ikke skal konverteres til brint for at lagres til senere brug.

Energi og miljø

Et kraftvarmeanlæg baseret på kulforgasning har i dag en elvirkningsgrad på omkring 42-45%, og en totalvirkningsgrad på 80-85%. Benyttes kulforgasningsanlægget til fremstilling af brint, ligger virkningsgraden på 60-65% for brintfremstilling alene.

Gasturbinen, der er en afgørende parameter for kombianlæggets virkningsgrad, forventes at kunne udvikles i en sådan grad, at elvirkningsgraden efter år 2000 vil

stige til over 50%. Virkningsgraden ved fremstilling af brint forventes at stige yderligere til omkring 70%.

Med en videre udvikling af brændselscelleteknologien kan gasturbinen i fremtiden forventes erstattet af en brændselscelle. Kraftværker opbygget over kulforgasning og brændselsceller kan forventes at opnå en elvirkningsgrad på ca. 60%.

Et kulforgasningsanlæg er karakteriseret ved at kunne opnå høje afsvovlingsgrader på 96-100%. Benyttes kulforgasningsanlægget i forbindelse med en brændselscelle, vil der ikke forekomme nogen NO_x -emission. Kulforgasningsanlægget vil imidlertid medføre en CO_2 -emission, da afbrænding af kul, enten direkte eller ved forgasning, altid vil forårsage en udledning af CO_2 .

2.2.3 Biomasseforgasning

Biomasseforgasningen foregår ved en forgasningsproces, der svarer til steam-reformeringsprocessen af naturgas. Processen kan opdeles i de 3 hovedtrin: 1) generering af syntetisk gas (reformerdel), 2) omdannelse af vand til gas (shift-processen) og 3) gasrenselse (PSA-systemet). Biomassen indeholder et overskud af vand, og dampbehovet bliver derfor mindre for biomasseforgasningen end ved reformeringen af naturgas.

Energi og miljø

Biomasseforgasningsprocessen er antaget at kunne foregå med samme virkningsgrad som kulforgasning.

Miljømæssigt har bioforgasning den store fordel i forhold til kulforgasning, at processen ikke medfører nogle CO_2 -emissioner, og bioforgasningsprocessen vil derfor i samspil med brint være en miljømæssig attraktiv proces.

3 Transport af brint

Brint transporteres industrielt i de to tilstandsformer gas og flydende, mens den faste form ikke har nogen udbredelse til transportformål. Mest udbredt er transport af gasformig brint som tryksat gas i de velkendte gascylindre, hvortil der eksisterer et verdensomspændende og udbygget transportsystem. Der er i denne teknik foretaget betydelige investeringer, ligesom strukturen er meget udbygget, og teknikken er derfor den, der umiddelbart er mest fleksibel og tilgængelig for transport af brint i Danmark. Derudover er der internationalt erfaringer med transport af brint i rørledninger, og der er desuden i stigende grad tale om at transportere brint i flydende form.

Angående en nærmere gennemgang af udenlandske erfaringer og projekter med transport af brint henvises til den tidligere udarbejdede statusrapport "Brint som energibærer" (ref. 109). I det følgende gives blot kort omtale af de mest relevante forhold for en vurdering af egnetheden af de forskellige metoder, der kan tænkes benyttet til transport af brint i store mængder.

3.1 Transportformer

3.1.1 Transport af tryksat gas i cylindre

Som nævnt er denne form den mest kendte og samtidig også den mest fleksible. I Danmark er den enerådende, og der er således herhjemme et stort erfaringsgrundlag at trække på, hvis denne transportform kommer til at spille en rolle i energisystemet. Gasflaskerne er imidlertid ikke særligt energitætte (de tunge stålflasker udgør en betydelig dødvægt), og samtidig er det i energisammenhæng begrænsede mængder, der kan transporteres på denne måde. Sikkerhedsmæssigt indebærer denne transportform en risiko ved større transporter, som betyder, at kun specielle dele af vejnettet kan benyttes, og i forbindelse med sejlads vil risikoen belaste med ekstra omkostninger, f.eks. hvis der er behov for at krydse Storebælt med større mængder. Det kan yderligere tilføjes, at det sandsynligvis ikke vil være tilladeligt at transportere større mængder tryksat gas gennem tunneller som den kommende jernbanetunnel under Storebælt.

Der er i øjeblikket i EF-sammenhæng bestræbelser i gang for at ændre den tilladte øvre trykgrænse for lagring af brint i gascylindre fra 200 til 300 bar. Hvis/når denne trykgrænse ændres, vil det naturligvis også ændre denne lagrings- og transportform i en gunstig retning.

3.1.2 Transport af flydende brint

Denne transportform er noget mere energitæt end tryksat gas, og der kan derfor i praksis transporteres større energimængder som flydende brint. Der findes i Europa erfaringer med denne transportform, og der synes at være en stigende tendens til at benytte metoden industrielt, hvor der er tale om relativt store forbrug. Ulemper ved metoden er, at den dels er behæftet med et tab af brint på grund af fordampning, og dels at der er behov for store investeringer i materiel til denne transportform. Hvad risiko angår, gælder de samme forhold som nævnt i afsnit 3.1.1.

3.1.3 Transport i rørledninger

Transport af tryksat brint gennem rørledninger er kendt fra en række afgrænsede lokaliteter i Europa og USA. Selve teknikken er velkendt fra naturgassektoren, hvor der også i Danmark vil være et erfaringsgrundlag at bygge på. Rørtransport af brint har en meget stor transportkapacitet, og der er yderligere tale om en kontinuert transportform (i modsætning til den batchvise form i afsnittene 3.1.1 og 3.1.2). Ulempen ved transport i rør er, at metoden kræver et stærkt udbygget fordelingsnet med tilsvarende store investeringsomkostninger.

3.2 Relevante transportformer for det danske energisystem

Hvis brint skal indgå i energisystemet i væsentligt omfang, vil der være tale om transport af meget store mængder. Af denne grund vil, ud fra et teknisk synspunkt, rørtransport være den mest egnede. Ud fra et økonomisk synspunkt er det imidlertid et spørgsmål om rørledningstransport er billigst, hvis der skal investeres i et fordelingsnet.

Det danske naturgasnet består overordnet af to dele, det centrale transmissionsnet og de lokale fordelingsnet. Ifølge D.O.N.G. har man, da naturgasnettet i sin tid blev planlagt, haft med i overvejelserne, at nettet på et senere tidspunkt skulle kunne bruges til f.eks. brint. De centrale transmissionsledninger kan derfor i dag benyttes til brint. Tilsvarende oplysninger er det ikke lykkedes at få om de lokale fordelingsnet. Materialet er her noget forskelligt fra transmissionsledningerne, og der vil derfor være behov for en nærmere undersøgelse af, om drift med brint vil kunne lade sig gøre. I betragtning af at 50% af den velkendte bygas tidligere bestod af brint, som blev fordelt med det da eksisterende bygasnet, synes det dog sandsynligt, at brint vil kunne distribueres gennem de lokale naturgasnet, måske med mindre ændringer.

Der er således i Danmark et transmissionssystem for brint tilgængeligt, og det må formodes, at fordelingsnettet også kan benyttes til brint, evt. med mindre udskiftninger af komponenter. Der er derfor såvel tekniske som økonomiske forhold, der peger på, at rørtransport vil være den mest fordelagtige transportmetode for brint.

Sikkerhedsmæssigt er rørtransport mere sikker end lastbil- og jernbanetransport, alene af den grund at transportvejen er adskilt fra de almindelige transportveje. F.eks. vil transport under Storebælt ikke udgøre noget problem.

Energi og miljø

I det følgende gives et eksempel på, hvorledes energien bruges til transport af brint i rør (ref. 16).

Brint ved et tryk på 100 bar skal transporteres 4000 km væk fra produktionsanlægget. Det er hertil nødvendigt med 9 kompressorstationer undervejs. Ved en kompression ved hver station hæves trykket fra 83 til 100 bar. Den mængde energi, der benyttes til kompression, er teoretisk givet ved $W = 13.5 * 10^{-3} * \ln v$, hvor v er kompressionsforholdet. Dette giver for 9 kompressorer $W = 0.023$ kWh/kWh brint, d.v.s. omkring 2% af den transporterede mængde energi. Den elektricitet, der skal bruges til kompression, kan fremkomme ved forbrænding af brint i turbiner, hvilket foregår ved en effektivitet på omkring 40%. Alt i alt betyder dette, at ca. 5% af energiindholdet i den transporterede brint går til transport i rør.

For danske forhold vil en transmissionsafstand på 400 km være mere relevant, og et tab på ca. 0.5% vil derfor være vurderingsgrundlaget.

Energitabet ved transport af brint i rør er lavt, og heri ligger i sig selv en miljømæssig fordel: rørtransport er mere ressource-effektivt.

4 Lagring af brint

Lagring af brint kan ske i alle tre tilstandsformer: gasformig, fast eller flydende. Den faste er dog ikke i form af ren brint, men som kemiske forbindelser. De teknikker, der anvendes, afhænger stærkt af den benyttede tilstandsform, og i det følgende vil der derfor ske en opdeling efter tilstandsform.

4.1 Lagring af tryksat brint

4.1.1 Stålflasker

Lagring af tryksat brint på stålflasker benyttes og har været benyttet i adskillige år i Danmark, jvf. afsnit 3.1. For lagring af brint i så store mængder, som der er tale om i forbindelse med sæson- eller døgnudjævning af lasten på et 100-300 MW elproduktionsanlæg, er stålcyindre uegnede. Denne lagringsform kan snarere have interesse til transportformål, som ligeledes omtalt i afsnit 3.1.

4.1.2 Underjordisk lagring af brint

Mange geologiske strukturer giver mulighed for at lagre brint i underjordiske kaverner i analogi med, hvad der er kendt fra lagring af naturgas. Den høje diffusivitet af brint i forhold til methan har kun lille effekt på lækforhold ved denne lagringsform.

Udnyttelse af kaverner til undergrundslagring af naturgas er en teknik, der benyttes i stor skala også i Danmark. Selv om de fysiske og kemiske forskelle mellem brint og methan betyder, at man ikke uden videre kan substituere methan med brint i en kaverne, så er teknikken principielt den samme. Der stilles blot andre krav til materialer og stabilitet af kavernen, ligesom lagerets data vil være anderledes. Det faktum, at teknikken er benyttet i Danmark, betyder, at der findes et erfaringsgrundlag at bygge på, hvis man ønsker at foretage underjordisk brintlagring. Erfaringerne er i høj grad knyttet til DONG.

Kaverner benyttet til naturgas er oftest salthorste, der er udhulet ved spuling af horsten med vand og efterfølgende fjernelse af den saltholdige opløsning. De saltforekomster, der har interesse, findes i reglen i en dybde af adskillige hundrede meter under jordoverfladen og har karakter af lag med tykkelse mellem 50 og flere hundrede meter, eller de har form i retning af en halvkugle.

Saltforekomster er stort set uigennemtrængelige og er derfor egnede til at holde på brinten. Selve hullheden skabes ved kontrolleret spuling med ferskvand, og på denne måde kan der frembringes hulrum i saltet med regelmæssig, konisk form med henblik på mekanisk stabilitet af lageret. Når lageret fyldes, fortrænger brinten den sidste saltopløsning og kan tryksættes til den grænse, der er bestemt af lagerets mekaniske data.

Den øvre og nedre grænse for tilladeligt tryk i et saltlager er bestemt af det hydrostatiske tryk i kavernens top. Vejledende er grænserne mellem 2 og 0,5 gange det hydrostatiske tryk. For en kaverne beliggende i en dybde af 1000 m betyder det en trykvariation mellem 50 og 200 bar.

Lagring af brint i undergrunden kan også finde sted i dybtliggende vandførende jordlag, aquiferer. Sådanne lag består af porøse gennemtrængelige geologiske materialer, og princippet i brintlagring er, at brinten trykkes ned i laget og fortrænger vandet. På den måde kan der skabes større brintansamlinger i lighed med, hvad der kendes fra naturlige olie- og gasforekomster. De geologiske forudsætninger for denne type af lager er, at det porøse lag har form som en klokke eller

lignende, og at det opadtil begrænses af et forseglende lag, der kan forhindre brinten i at diffundere mod jordoverfladen. Det lagertryk, der kan benyttes i forbindelse med aquiferer, er afhængig af det hydrostatiske vandtryk i de pågældende lag, og dette tryk hænger sammen med dybden, laget findes i (1 bar pr. 10 m vandsøjle).

For begge de nævnte former for undergrundslagring gælder, at de geologiske krav, der stilles til beliggenheden, er relativt specielle, og der kan således ikke påregnes etablering af lagre, hvor der umiddelbart er brug for det. Produktionsstederne må tilpasses lagringsmulighederne, eller transport af brint gennem rørledninger vil være nødvendig. En nærmere kortlægning af de geologiske muligheder i Danmark falder udenfor rammerne af denne rapport, men et væsentligt materiale vil være tilgængeligt gennem naturgasselskaberne. Eksempelvis er der foretaget en kortlægning af salthorstone beliggende i Nordjylland. Der findes i alt 14 salthorste i dette område. Der findes også salthorste på Sjælland, de er imidlertid beliggende i større dybder.

Til lagring af meget store mængder er undergrundsteknikken den metode, der giver mulighed for størst kapacitet. Brintmængderne kan andrage adskillige millioner Nm^3 (normal- m^3 eller m^3 gas ved 1 atm. og 0°C). En million Nm^3 svarer til en energimængde på 10 TJ (baseret på den nedre brændværdi af brint), og størrelsesordenen er således mere end tilstrækkelig til at dække et betydeligt lagringsbehov.

Undergrundslagring i udtømte olie- og gasfelter er en mulighed, som har en vis interesse, idet lagringslokaliteten så på forhånd er udpeget og beskrevet, og idet en væsentlig del af de nødvendige installationer ligeledes på forhånd er tilstede efter udnyttelsen af de fossile forekomster. Dette lager vil derfor være billigt at konstruere, men med udgangspunkt i danske forhold er muligheden ikke nærliggende, med mindre man tager transmission til Nordsøen med i betragtning.

I statusrapporten (ref. 109) er beskrevet tre eksempler på lagring af gas i undergrunden, som har interesse for danske forhold: 1) det danske naturgaslager i Lille Thorup, 2) Brintlager i Teeside og 3) lagring af bygas med højt indhold af brint i Kiel.

4.1.3 Lagring af flydende brint

Flydende brint anvendes allerede nu i flere lande, og i Danmark har der i et mindre omfang været indført flydende brint fra Tyskland. Der er især erfaring med flydende brint i USA (særligt NASA) men også i Frankrig (L'Air Liquide) og Tyskland (Messer Griesheim).

Lagringen af flydende brint sker i vakuumisolerede sfæriske tanke. Volumen af de største, der i dag findes hos NASA, er på omkring 4000 m^3 (radius 10 m), men det anses for muligt at konstruere tankene væsentligt større, op til $10\text{-}15.000 \text{ m}^3$ (radius 15 m). Brint i flydende form indeholder 830 gange så mange molekyler pr. volumenenhed som brint ved normalbetingelserne. Et volumen på 15.000 m^3 indeholder derfor omkring $12 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3$. Kapaciteten af et lager baseret på flydende brint er således tilstrækkelig til at imødekomme behov for døgnudjævning fra et værk med en effekt på nogle hundrede MW.

De lagre, der har været afprøvet med flydende brint, har vist tab op til 0.3-0.5% pr. døgn for små lagre (op til 50 m^3), mens større lagre viser mindre relativt tab, nemlig omkring 0.1% pr. døgn eller mindre.

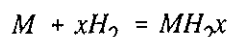
Brint i flydende form giver gode muligheder for en fleksibel transport i tankvogne eller for anvendelse som drivmiddel i transportsektoren om ønskeligt. Flydende brint er specielt af interesse til benyttelse i fly: Massetætheden er 3 gange bedre end ved konventionelt brændsel, hvilket giver en bedre nyttelast og en længere rækkevidde pr. l brændstof. Flydende brint fylder dog 4 gange mere

volumenmæssigt end kulbrinte-brændstof. Som nævnt anvendes flydende brint allerede i det eksisterende distributionssystem, og såvel i Europa som USA og Japan har der været udført eksperimenter med køretøjer drevet af brint og med forsyning fra en tank med flydende brint.

4.1.4 Lagring i fast form

Ren brint i fast form ved 1 bar har et smeltepunkt på ca. 20 K, hvilket betyder, at fast brint er meget krævende at fremstille og håndtere.

Lagring af brint i fast form kan imidlertid ske ved dannelse af kemiske forbindelser mellem metaller og brint (metallydrider) efter reaktionsligningen:



Reaktionen er en ligevægt med stor følsomhed for tryk og temperatur, og den er forbundet med en reaktionsvarme. For næsten alle metaller, og i hvert fald for de metaller der har praktisk interesse, er reaktionen exotherm, d.v.s. at der udvikles varme ved dannelse af hydridet, og omvendt må den samme varmemængde tilføres ved spaltning af hydridet. Afhængig af hvilket metal eller legering, der er tale om, ligger denne reaktionsenthalpi i området fra 5 til 25% af den nedre forbrændingsvarme for brint. Hvis den derved frigjorte varmemængde ikke finder anvendelse, må det betragtes som et tab, da den samme varmemængde jo skal tilføres ved tømning af lageret. I mange anvendelser er det dog muligt at udnytte reaktionsvarmen, eller der kan alternativt benyttes spildvarme til tømning af lageret. Det sidste er f.eks. tilfældet i en bil, hvor den varme udstødningsgas, som alligevel ikke har nogen anvendelse, udnyttes til spaltning af metallydridet.

Kinetikken af reaktionerne er ikke udelukkende bestemt af det specifikke overfladeareal men i lige så høj grad af temperaturen. For nogle metaller kan reaktionerne forløbe hurtigt ved stuetemperatur, mens andre kræver højere temperatur, hvis man ønsker en hurtig reaktion.

Lagring af brint i metallydrider er et højteknologisk område, som drejer sig om samspil mellem kinetik og termodynamik med tryk, temperatur og ligevægt som de betydende parametre.

I Danmark har der gennem 1980'erne været udført en del forskningsarbejde vedrørende lagring af brint i metallydrider. Arbejdet har foregået på Risø, og der er således inden for landets grænser et godt grundlag for at tage denne teknik i anvendelse.

Metallydrider er næppe egnede til lagring af energimængder i størrelsesordenen TJ, selv om der har været udført eksperimenter med "peak-shaving" fra elværker i USA. Et problem ved up-scaling af mængderne er, at det bliver vanskeligt at sikre effektiv til- og fraførsel af den med reaktionen forbundne varmemængde. Metallydrider er derimod særdeles egnede til mindre og især mobile lagre som f.eks. i transportsektoren. Her vil metallydrider formentlig være den bedste kandidat, hvis man forestiller sig, at elværkerne kan levere brint som drivmiddel til forureningsfri transport i storbyer. Der findes i dag flere biler, der kører på brint lagret i metallydrid som brændsel. I princippet fungerer disse biler ved, at brint til drift af motoren frigøres ved den varme, der kommer fra udstødningsgassen (se også afsnit 6).

Et problem ved lagring af brint i metallydrider er imidlertid den store vægt samt den høje pris på nogle metallydrider. Endelig bør det nævnes, at hydridlagring er tabsfri over tiden, da der ikke sker forandringer med den kemiske forbindelse i metallydridet.

4.2 Relevante lagringsformer for det danske energisystem

Der findes i Danmark kun erfaring med oplagring af større energimængder i meget lille omfang. Det bedste eksempel er det nuværende kavernelager for naturgas i Lille Thorup og det kommende aquiferlager i Stenlille på Sjælland. Som ovenfor omtalt kan disse lagre efter al sandsynlighed benyttes også til brint, og der findes flere geologiske muligheder for at konstruere flere af denne slags stationære lagre. Ved anvendelse af et rørledningsnet til transport af brint, vil underjordiske brintlagre være en god buffer for svingninger i energiforbruget (brintforbruget), hvor der vil være mulighed for hurtigt at distribuere brinten til de områder, hvor der er behov.

Lagring af flydende brint vurderes ikke at have store muligheder for anvendelse i Danmark til stationære formål på kort sigt. Metoden er forbundet med en række tekniske vanskeligheder og har indbygget et tidsmæssigt konstant tab. Der er yderligere komplicerede sikkerhedskrav til denne lagringsmetode, som vi er uerfarne med her i landet.

Lagring af brint i form af tryksat gas eller metalhydrider må anses for uegnet til oplagring af store energimængder. Til mindre mobile lagre vurderes det imidlertid, at lagring i metalhydrider er relevant til transportformål (se afsnit 6).

Energi og miljø

Anvendelsen af vedvarende energikilder som f.eks. sol og især vind vil forudsætte mulighed for energilagring, hvis deres andel af det samlede energiforbrug skal være betydelig. I øjeblikket udgør vindenergiens andel af elektricitetsforsyningen nogle få %, og det er derfor den bedste løsning at bruge elforsyningsnettet som buffer for lokale el-overskud i vindrige perioder. Dette kan dog ikke så let lade sig gøre, hvis el-forsyningen i overvejende grad er baseret på ukonstante kilder. I så fald er der behov for et lager til at udjævne forbruget.

Konventionelle metoder til lagring af brint er afprøvet og i funktion i dag. Afhængig af i hvilken forbindelse lagrene skal benyttes, kan lagrene udformes som store stationære lagersystemer, små stationære lagre eller mobile lagersystemer. De mobile lagersystemer kan benyttes i forbindelse med transportmidler, til distribuering eller som brændstofreservoir til kraftmaskiner. I alle de nævnte lagersystemer kan brinten lagres enten gasformig eller flydende.

Tabel 4.1 giver en sammenligning af energitætheden for de omtalte lagringsmetoder, og for overskuelighedens skyld drages der også sammenligning med andre kendte energilagre og tillige med egenskaber af benzin.

Det må endvidere nævnes, at der findes andre principper for lagring af brint. Som eksempel kan der peges på metoder svarende til metalhydridprincippet, men med et flydende organisk medie. Disse andre metoder anses dog ikke at kunne få nævneværdig teknologisk betydning og er derfor ikke medtaget i nærværende rapport.

De miljømæssige effekter af muligheden for at lagre brint hænger sammen med de energimæssige. Der vil ved indførelse af brintlagre være bedre mulighed for at benytte andre energikilder end de fossile, og der vil dermed være mulighed for at nedbringe forbruget af de fossile brændsler.

Med muligheden for at lagre store energimængder i energisystemet vil el-generatorerne kunne køre i konstant grundlast, hvilket giver nogle driftstekniske og investeringsmæssige fordele, som kan have indflydelse på elprisen.

Tabel 4.1 Energitætheder af forskellige energilagere. De viste data er beregnet uden hensyntagen til vægt og volumen af beholder og med anvendelse af den høje forbrændingsvarme for brint.

	Vægtprocent brint	g brint/ml	kJ/g	kJ/ml
Metalhydrider				
- MgH ₂	7,6	0,101	10,8	14,4
- TiFeH ₂	1,8	0,096	2,6	13,7
- LaNi ₅ H ₇	1,4	0,089	2,0	12,7
Flydende brint	100	0,07	143	10,0
Tryksat brint, 200 bar	100	0,007	143	1,0
Benzin			47,6	33,4
Bly-syre-batteri			0,11-0,18	
Avanceret batteri (Li/MS)			0,5	

Omkostningerne ved forskellige lagersystemer er blevet undersøgt, og følgende konklusioner kan drages på basis af dette (ref. 17):

1. Underjordiske brintlagre er de mest økonomiske uafhængig af anvendelsesformålet.
2. Lagring af brint i trykbeholdere er den mest økonomiske lagringsform ovenjords, når lagringstiden er under 30 timer. En trykbeholder er velegnet som lager i alle korttids lagersystemer.
3. Lagring af flydende brint er den mest økonomiske lagringsform overjordisk, hvis lagringsperioden er over 30 timer.
4. Det er endnu uvist, om de nyeste former for brintlagre (metalhydrider eller kryoadsorber systemer) er mere favorable ud fra såvel et teknisk som økonomisk synspunkt.

5 Anvendelse af brint til elproduktion eller opvarmning

Der findes i dag mange muligheder for udnyttelsen af brint som energibærer. Således kan nævnes følgende:

- Brint kan i princippet erstatte naturgas og transporteres i eksisterende naturgasnet. Brint kan herved benyttes til opvarmning i private hjem samt til drivstof til diverse udstyr privat og kommercielt.
- Brint kan erstatte forskellige drivmidler som eksempelvis benzin, diesel, jet fuel, naturgas og propan. Det er således muligt at benytte brint som brændsel i stedet for traditionelle brændsler i tog, biler, fly, traktorer og andre transportmidler.
- Brint kan erstatte diesel, kul etc. og kan derfor benyttes ved drift af kraftanlæg og til elforsyning.

Set fra et teknisk synspunkt findes der allerede i dag flere teknikker, hvor brint kan anvendes, såvel i industri, husholdning, kraftværksanlæg som transportsektoren. Flertallet af disse teknikker er baseret på principper, der har været kendt længe. I det følgende vil specielt anvendelsen af brint til elproduktion og opvarmning blive behandlet.

5.1 Anvendelsesteknikker

Ved konvertering af brint til el og varme kan følgende teknologier komme på tale:

- Gasmotoranlæg (forbrændingsmotor/generator/varmeudnyttelse til fjernvarme).
- Gasturbiner (gasturbiner/combined cycle-anlæg).
- Brændselsceller.

Gasmotorer har en højere elvirkningsgrad end de mindre gasturbiner. Til gengæld har spildvarmen efter en gasturbine en højere temperatur, hvilket giver bedre mulighed for produktion af højtryksdamp. En forudsætning for, at såvel gasturbiner som gasmotorer er rentable, er, at restvarmen kan udnyttes så effektivt som muligt.

Gasmotorer er de sikre vindere i kraftvarmeteknologien i små størrelser på op til et par MW, mens de store gasturbiner er lige så sikre vindere i den anden ende af skalaen, d.v.s. i størrelser over 10 MW (ref. 108). Derimellem er der et stort område, hvor de to teknologier overlapper hinanden. Gasmotoranlæg findes i fordelagtige modulløsninger på 7 MW, men gasturbinerne bliver stadig mere effektive og billige i de små størrelser.

Brint kan omdannes til el ved hjælp af brændselsceller med en meget højere effektivitet end ved et termisk kraftværk baseret på fossile brændsler. Effektiviteten for el produceret på et termisk kraftværk ligger på ca. 45%, mens brændselsceller i praksis har en effektivitet på 40-60%. Der forventes en total effektivitet (el og fjernvarme) på 80-95% for brændselscellerne. Brændselsceller i størrelsesordenen nogle få hundrede Watt til flere MW er allerede blevet demonstreret, og i nogle få tilfælde er brændselscellerne i drift.

5.1.1 Gasmotorer

Gasmotorerne kan opdeles i ottomotorer med gnisttænding og motorer, som fungerer efter dieselprincippet. I en ottomotor tændes gasblandingen med tændrør, mens gasblandingen i en dieselmotor tændes med olie. Elvirkningsgraden ligger for ottomotorenes vedkommende på 31-35%, mens den for gasdieselmotorerne ligger på 33-42%. Den totale virkningsgrad ligger i intervallet 80-90%. Gasdieselmotoren har således en generelt højere virkningsgrad end ottomotoren, mens ottomotoren har lavere investerings- og driftsomkostninger samt lavere NO_x-udslip.

5.1.2 Gasturbiner/combined-cycle-anlæg

På et gasfyret kraftvarmeværk forbrændes gassen, her brint, i en gasturbine, som over en afgaskedel kan levere damp til en damp turbine. Dampen kan nyttiggøres til produktion af fjernvarme (combined-cycle).

Naturgasfyrede combined-cycle-anlæg er kendt teknologi, som har stor udbredelse internationalt. Der findes i dag anlægsstørrelser i drift i intervallet nogle få MW op til 500-1000 MW.

Omkring år 2000 forventes elvirkningsgraden for et naturgasfyret kombi-anlæg at ligge på ca. 55%, som følge af udviklingen på gasturbineområdet. Totalvirkningsgraden vil ikke blive helt så høj som for et konventionelt anlæg. Til gengæld har combined-cycle-anlægget den højeste C_m-værdi.

5.1.3 Brændselsceller

I et brændselscellesystem produceres der elektricitet og varme ved tilførsel af brændsel og luft.

Der findes 5 hovedtyper af brændselsceller under udvikling:

- Alkaliske brændselsceller (AFC).
- Fosforsyrebrændselsceller (PAFC).
- Smeltet-carbonatbrændselsceller (MCFC).
- Fastpolymerbrændselsceller (SPFC).
- Fastoxidbrændselsceller (SOFC).

Forskellige data for de 5 hovedtyper af brændselsceller fremgår af tabel 5.1 (ref. 110):

Tabel 5.1 Data for hovedtyperne af brændselsceller.

	AFC	SPFC	PAFC	MCFC	SOFC
Brændsel	absolut ren H ₂	ren H ₂ eller metanol	CO-fri H ₂ (tåler CO ₂)	H ₂ + CO naturgas	H ₂ + CO naturgas
Driftstemperatur (°C)	100	100	200	650	1000
Virkningsgrad (%)	40	40	40	60	60
Pris for stakmateriale (kr./kW)	100	4000	1200	400	1000

De angivene data vedrørende virkningsgrader og priser er målet for omkring år 2000. Virkningsgraderne er angivet med naturgas som udgangsbrændsel og er baseret på naturgassens HHV (higher heating value).

De brændselsceller, der specielt er under udvikling og forventes benyttet til kraftværksbrug, er fosforsyrecellerne, carbonatcellerne og fastoxidcellerne. De 3 typer brændselsceller befinder sig på forskellige udviklingsstrin, og de har hver deres egenskaber. Følgende egenskaber har de dog til fælles:

- Lav miljøbelastning (ingen NO_x , mindre CO_2 , lavt støjniveau).
- Modular opbygning (prisen pr. kW installeret og virkningsgraden er omtrent den samme for store og små enheder).
- Elvirkningsgraden er højere ved delast end ved fuldlast.
- Anlæggene er selvforsynende med vand (der er nettoproduktion af vand i anlæggene).

Fosforsyrebrændselscelle (PAFC)

Fosforsyrebrændselscellen kan bruge ren brint eller brint med en lav CO-koncentration som brændsel. Normal driftstemperatur er ca. 200°C .

Fosforsyrebrændselscellen er den type brændselscelle, der nok er tættest på kommerciel benyttelse. Et anlæg på 11 MW afprøves for tiden i Japan.

I USA er der afprøvet flere fosforsyre-brændselsceller på 40 kW i huse og lejligheder, hvor der er opnået totale effektiviteter (termisk og el) på op til 80%. Det forventes, at en videre udvikling kan bringe effektiviteterne op på 85-90% (ref. 20). En brændselscelle på størrelse med et air-condition anlæg kan opfylde alle elektriske krav i en almindelig husholdning.

Selvom fosforsyrebrændselscellerne er på et højt teknisk udviklingsniveau, er kapitalomkostningerne stadig for høje. Større produktionsserier kan imidlertid bringe omkostningerne ned på et acceptabelt niveau (ref. 23).

Sønderjyllands Højspændingsværk og Naturgas Syd har bestilt et 200 kW PAFC-anlæg i USA (ref. 25) som demonstrationsprojekt.

Smeltet-carbonatbrændselscelle (MCFC)

Smeltet-carbonatbrændselsceller kan som brændsel både bruge brint med CO samt naturgas efter intern reformering.

Carbonatbrændselscellen opererer ved en temperatur på omkring 650°C og har en høj elvirkningsgrad på ca. 60% HHV. Driftstemperaturen er så høj, at der også produceres varme, der kan udnyttes f.eks. i en dampturbine for således at forhøje elproduktionen. Elvirkningsgraden vil herved komme op på omkring 65% HHV. Den resterende spildvarme kan benyttes til fjernvarme.

Smeltet-carbonatbrændselscellen kan også benytte rensket kulgas som brændsel. Et kombineret anlæg med kulforgasning-MCFC-dampturbine vil kunne opnå en virkningsgrad på 58-60% (svarende til en C_m -værdi på 1.8-2).

MCFC-anlæg er endnu på udviklingsstadiet, men kommercielle anlæg forventes etableret i slutningen af 1990'erne. De væsentligste problemer ved MCFC-brændselscellen er pris og levetid.

ELKRAFT har afprøvet det første MCFC-anlæg med en effekt på 7 kW.

Fastoxidbrændselscelle (SOFC)

Fastoxidbrændselsceller kan bruge brint og kulgas som brændsel. SOFC er en højtemperaturbrændselscelle med en driftstemperatur på ca. 1000°C .

Fastoxidbrændselscellen er på et lidt tidligere udviklingsniveau end PAFC og MCFC. Japanske gas- og elskaber har afprøvet henholdsvis 3 kW og 20 kW SOFC-anlæg produceret af Westinghouse. Den højeste rapporterede elvirkningsgrad er 54%. Hvis de overskydende varme gasser udnyttes i en gas- og damp turbine, kan den totale effektivitet for el forøges til henved 65% HHV. Ligesom MCFC kan fastoxidbrændselscellen kombineres med kulforgasningsanlæg og damp turbine.

I Danmark er der iværksat et program til udvikling af en avanceret fastoxidbrændselscelle (ref. 25). Deltagende parter i projektet er Risø (Afdelingen for Materialeforskning), ERL (Innovision A/S), Odense Universitets Kemiske Institut, Fysisk-kemisk Institut og Fysisk Laboratorium III (DTH), Kemisk Laboratorium A (DTH) og Haldor Topsøe A/S. Programmet støttes af ELKRAFT, ELSAM og Energiministeriet.

SOFC laves af faste keramiske materialer, der kan klare den høje temperatur på omkring 1000°C i lang tid. Da der specielt sættes på at udvikle en brændselscelle med en høj elvirkningsgrad, er der udviklet forbedrede elektroder og elektrolytmateriale, således at den indre cellemodstand er formindsket væsentligt. (Størstedelen af det elektriske energitab i en brændselscelle skyldes at noget energi omdannes til varmeenergi pga. cellens indre modstand.)

De foreløbige resultater fra arbejdet med SOFC har indtil nu været meget lovende. Hvis man beslutter sig til en prototypefase, vil det være muligt at producere el fra en dansk fastoxidbrændselscelle i kW-størrelsen i midten af 1990'erne. Hvis der viser sig kommerciel interesse, kan der startes en dansk SOFC-produktion indenfor en halv snes år til omtrent samme pris pr. installeret kW, som de i dag eksisterende gas- og damp turbineanlæg.

5.2 Relevante el/varmeteknologier for det danske energisystem

Både gasmotorer og gasturbiner er konventionelle elproduktionsteknologier, der benyttes i det eksisterende energisystem i Danmark. Begge teknologier kan umiddelbart benyttes til decentral kraftvarmeproduktion på basis af brint, hvor gasmotorerne anvendes til mindre anlæg, og gasturbinerne anvendes til større anlæg. Brændselsceller kan benyttes til såvel små som store anlæg uden tab i virkningsgrad, og da brændselscellerne har en høj virkningsgrad, forventes de at erstatte såvel gasmotorer som gasturbiner i det fremtidige energisystem, når teknologien er veludviklet. Det er derfor valgt i de efterfølgende opstillede scenarier for energisystemet år 2030 udelukkende at anvende brændselsceller til elproduktion på basis af brint. Brændselscellerne har derudover den fordel, at de kan benyttes reversibelt, d.v.s. den samme enhed kan benyttes som elektrolysator til produktion af brint, når der ikke er behov for el, og sidenhen til produktion af el på basis af brint. Elektrolysatoren og brændselscellen er således en enhed, og omkostningerne forventes derfor at blive mindre end for separat elektrolysator og brændselscelle. Ifølge det tyske firma, Dornier, er SOFC særlig egnet som reversibel brændselscelle.

Energi og miljø

Højtemperaturbrændselscellerne har en høj effektivitet på 60-65%, afhængig af brændselscelleanlæggenes størrelse. Det forventes, at omkring 90% af den resterende energi kan benyttes til varmeproduktion, og den totale virkningsgrad vil derved ligge omkring 96%.

Anvendelsen af brændselsceller til el- og varmeproduktion er miljømæssigt attraktiv, idet brændselscellerne ikke medfører nogen NO_x-emission, og med

anvendelse af brint som brændsel i brændselscellerne vil der heller ikke forekomme nogen CO₂-emission.

6 Anvendelse af brint til transport

6.1 Teknikker og lagringsmetoder

Anvendelse af brint til transportformål har været genstand for en del studier, og der er yderligere internationalt udført en betragtelig eksperimentel indsats på flere bilfabrikker. I det tidligere Sovjetunionen har man desuden gennemført forsøg med drift af et stort fly på brint.

Ved anvendelse til biler har bilfabrikkerne gennemgående arbejdet med afbrænding af brint i forbrændingsmotorer, men brug af brændselsceller har også været betragtet omend i væsentligt mindre omfang.

Anvendelse af brændbar gas til eksplosionsmotorer er kendt gennem mange år også fra Danmark. Der har hovedsageligt været benyttet propan (som et kuriosum også gengas), og på det seneste har der også været gjort eksperimenter med naturgas. Problemerne med at benytte brint som drivgas i stedet for de hidtil kendte gasarter er små. Der kræves kun mindre tekniske ændringer af motoren.

I princippet dannes der ved forbrænding af brint i en motor kun vand, som ikke er forurenende. I praksis dannes dog en uacceptabel stor mængde kvælstofoxider. Ved besøg hos Daimler-Benz i Stuttgart oplystes, at udstødningsgassen indeholder 7000 ppm NO_x , hvilket er alt for højt i forhold til en benzindreven bil, der har en udstødning indeholdende ca. 5000 ppm NO_x . Der arbejdes derfor hos Daimler-Benz kraftigt på at reducere NO_x -værdierne. For at undgå dårlig motorgang (selvtænding, motorbanken) er det nødvendigt at blandingsforholdet mellem brint og luft styres nøje. Ligeledes kan det være gavnligt (igen ifølge Daimler-Benz) at injicere vand sammen med brændstoffet og at recirkulere udstødningsgassen. Varmen fra udstødningsgassen kan benyttes til frigørelse af brint fra metalhydrid-lageret.

I Europa ligger hovedparten af driftserfaringerne med brint i Tyskland. Der har i perioden 1984-1988 været kørt sammenlagt 750.000 km med 9 brintbiler som led i et demonstrationsprojekt i Berlin. Brinten blev lagret i form af metalhydrid, og de anvendte motorer var standard 2,3 l Mercedes. Topfarten var 170 km/h, og lagertanken vejede 360 kg, indeholdt 41 Nm^3 brint som kunne række til 120 km kørsel. Dette er tilstrækkeligt til bykørsel, men er selvfølgelig ikke nok til landevejskørsel.

I et nyt forsøg vil Daimler-Benz, på grundlag af de opnåede erfaringer, satse på busser til bykørsel. Målet er en aktionsradius på 300 km og en topfart på 130 km/h. Som lager vil man anvende tryksat gas.

BMW i München har ligeledes arbejdet med brint som drivmiddel. Her har man koncentreret sig om flydende brint, men har ikke nær så omfattende erfaringsmateriale som Daimler-Benz, som i øvrigt i denne forbindelse mener, at der er meget store tekniske problemer ved at anvende flydende brint i biler. Uden for Europa er der brinterfaring også i en række større bilfabrikker i USA og Japan. Senest er også Volvo kommet med. Som begrundelse for interessen angav Daimler-Benz, at man er sikker på, at brint ikke bliver udbredt til transport de første mange år, men man er også sikker på at der på et tidspunkt skal findes et drivmiddel til at erstatte fossile brændstoffer. For at være forberedt til den tid forsker man så nu i flere muligheder, hvoraf man betragter brint som én.

I USA er der udviklet en prototype personbil med brint som drivmiddel i form af en lasercel brintbaseret brændselscelle. Bilen har en tophastighed på 110 mph (176 km/h) og en acceleration på 0-60 mph (96 km/h) på 8 sek. Brintlageret er et metalhydrid(jern-titan-mangan)-lager, der kan lagre 2,3 kg brint svarende til 71,4 kWh. Vægten af lageret er 136 kg. Udover brintlageret er der i bilen installeret et

blysyrebatteri, der gør, at bilen alt i alt i dag kan køre 210 km. Ved udskiftning af batteriet til brændselscelle og metalhydridlager af samme vægt som batteriet forventes bilens rækkevidde forøget til 1650 km. Lasercel brændselscellen er en reversibel brændselscelle, dog ikke i prototype bilen. Varme udviklet i brændselscellen benyttes til opvarmning i kabinen.

I Japan arbejder flere af de store bilfabrikker med brintteknologi til bilkørsel i lighed med bestræbelserne i Europa og USA. Mazda foreviste således for et år siden en brintbil, benævnt HR-X, og har siden arbejdet videre med projektet. Bilen kombinerer brint som brændstof, i form af flydende brint, med brændselsceller. Der er således tale om en elektrisk drevet motor med flydende brint som energilager, altså en meget ren teknologi med mulighed for opnåelse af store energieffektiviteter.

6.2 Relevant anvendelse af brint til transport i det danske energisystem

To argumenter synes relevante for en eventuel overgang fra fossilt brændsel til brint i transportsektoren i Danmark:

1. Et ønske om at nedbringe luftforureningen fra biler.
2. Et ønske om at nedbringe forbruget af kulbrinter af hensyn til ressourcerne eller CO₂.

Anvendelsen af brint som drivmiddel i transportsektoren kan nedbringe luftforureningen fra trafikken væsentligt, idet forbrænding af brint i en motor som tidligere nævnt kun danner vand. Den kommende udvikling på det motorteknologiske område (herunder katalysatorteknik) vil dog formodentlig medføre, at benzin- og dieselmotorer på nye biler kommer til at forurene lige så lidt som en brintmotor og, hvad angår NO_x vil forureningen fra benzin- og dieselmotorer, måske tilmed være mindre. På kort sigt kan der imidlertid være en miljøgevinst ved overgang til brint i de stærkt trafikerede byområder. Brinten kan også anvendes som drivmiddel i biler med brintbaserede brændselsceller. Der vil her hverken forekomme NO_x- eller CO₂-emissioner.

Hvad angår det andet forhold, er det nødvendigt at foretage et skift fra fossile brændstoffer, hvis man vil nedbringe forbruget af dem og samtidig ikke vil acceptere en drastisk nedskæring af samfundets totale energiforbrug. Brint kan ikke i sig selv erstatte en energikilde, men de fleste energikilder vil forudsætte, at energien kan lagres og transporteres, hvis man fortsat ønsker den intensive transport af personer og gods, som kendetegner den vestlige verden. Brint kan indgå som lagringsmedie.

Tryksat brint i gascylindre vil være en mulighed for anvendelse i den danske transportsektor. De allerede kendte stålflasker kan anvendes, og der kan vægtmæssigt vindes meget, hvis nye, lette materialer kan godkendes til trykanvendelser for brint. Der findes i Danmark en betydelig viden om plastmaterialer, og der er et forsknings- og udviklingspotentiale, der gør det sandsynligt, at nye lette trykbeholdere vil kunne udvikles og produceres til brintanvendelser. Det må vurderes, at der her er en god mulighed for en fremtidig dansk indsats.

Brintlagre i form af metalhydrid er en anden mulighed, der er relevant for danske forhold. Der har i Danmark været forsket i metalhydrid op gennem 1980'erne, hvorfor der også på dette område findes en viden at bygge videre på. I forhold til plastbaserede trykcyklindre vil et metalhydrid være tungere, men til gengæld vil det arbejde ved et langt lavere tryk, hvilket indebærer en stor sikkerhedsmæssig fordel i forbindelse med håndtering af systemerne, f.eks. ved påfyld-

ning af brint på tanken. Disse forhold er omtalt nærmere i afsnit 8 i statusrapporten "Brint som energibærer" (ref. 109).

Energi og miljø

Der er ikke umiddelbart nogen energibesparelse forbundet med at benytte brint til transportformål. Tværtimod vil der være tale om et vist tab, idet omdannelse af f.eks. elektricitet til brint medfører et tab. Men det giver mulighed for en mere effektiv udnyttelse af en række energikilder og vil som nævnt gøre det muligt at nedsætte brugen af fossile brændstoffer i transportsektoren, hvilket fremgår af følgende regneeksempel vedrørende brints effektivitet som drivstof i transportform (ref. 7):

- 1 ton kul - konverteret til benzin - kan transportere en bus 700 km.
- 1 ton kul - konverteret til el - kan transportere en bus 770 km.
- 1 ton kul - konverteret til methanol - kan transportere en bus 830 km.
- 1 ton kul - konverteret til brint - kan transportere en bus 1020 km.

Det vil klart være dyrere at benytte brint til transportformål end de drivmidler, vi i dag kender. De ekstra omkostninger, der er tale om, hænger primært sammen med lageromkostningerne (se afsnit 4). Ekstraomkostningerne kan accepteres, hvis de fordele, der opnås, tillægges tilstrækkelig vægt. Der er her tale om en afgørelse af mere politisk art, som hvis ønskeligt kan gennemføres f.eks. ved en afgiftspolitik eller ved at prissætte miljøbelastning.

7 Scenariedata

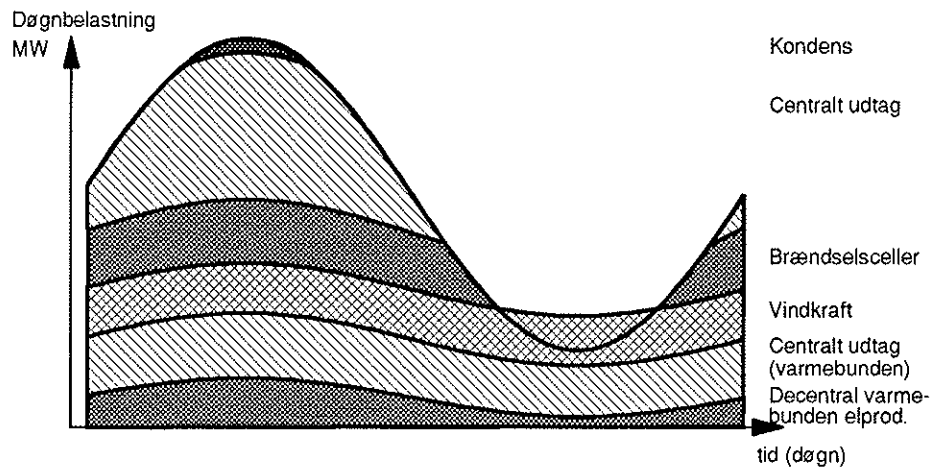
Der er i de foregående kapitler beskrevet de forskellige brintteknologier fra produktion, lagring, transport til anvendelse. Af disse teknologier er nogle få udvalgt som realistiske for det danske energisystem, og på basis af disse teknologier opstilles der i det følgende forskellige brintscenarier. Scenarierne beregnes i et modelsystem bestående af ES³-modellen, der behandler det detaljerede elsystem, og BRUS-modellen, som mere overordnet beskriver det totale energisystem. De to modeller beskrives på overordnet plan i det følgende, mens de mere detaljeret beskrives i Bilag 3 og 4.

7.1 Anvendte modeller

7.1.1 ES³-modellen

I analysen af scenarierne, hvad angår effektdimensionering, energiomsætning, lagerbehov m.v., udnyttes ES³-modellen (Energy Supply System Simulator), der er udviklet på Risø. ES³-modellen er et konsekvensberegningværktøj, som for en given systemkonfiguration og driftsstrategi simulerer systemets drift over f.eks. et år i tidsskridt på én time. Modellen præsenterer tidsserier, varighedskurver, tekniske nøgletal mv. for systemets kategorier af produktionsanlæg, lagre m.v. på baggrund af givne tidsprofiler på behovssiden for de sekundære energibærere elektricitet, varme og brint.

Den valgte driftsstrategi for energisystems komponenter er væsentlig for dimensioneringer i systemet. En skematisk oversigt over den typiske driftsplacering for energisystemets kategorier af elproducerende anlæg er vist på Figur 7.1. Flere af de senere præsenterede scenarier er baseret på den skitserede driftsstrategi, men der optræder herudover også andre anlægskategorier og andre driftsformer for systemet. Disse er omtalt i forbindelse med beskrivelsen af scenarierne.



Figur 7.1 Typisk driftsstrategi for systemet.

Elefterspørgslen i det samlede energisystem, f.eks. over et døgn, er på figuren vist skematisk som den øvre indhyldningskurve, der i en periode overskrides af eloverløb fra vindkraft.

Decentral elproduktion, fra værker der er styret af varmebehovet decentralt, reducerer den del af elbehovet, som den centrale elproduktionskapacitet skal dække. Driftsplaceringen for denne kategori af elproducerende anlæg er vist nederst på Figur 7.1. Den decentrale elproduktion defineres her som el fra kraftvar-

mekapacitet, der er i varmebunden drift, og som derfor ikke bidrager væsentligt til lastfølgesevnen på el-siden i systemet.

Varmebehovet i den centrale del af kraftvarmesystemet dækkes primært af udtagsværker og centralt indplacerede modtryksværker, og elproduktionen fra denne varmebundne kraftproduktion er vist i grundlastområdet på figuren under betegnelsen "centrale udtagsværker (varmebundne del)".

Vindkraft forudsættes at optræde direkte på el-nettet. I de gennemførte simuleringer kan det ikke forventes, at kapacitetsværdien for vindkraften er afspejlet fyldestgørende, idet denne bl.a. vil afhænge af møllernes geografiske placering. Den årlige elproduktion fra den installerede effekt vindkraft er ikke berørt af dette forhold og er tilfredsstillende repræsenteret.

Vindkraftens fluktuationer samt effektvariationer i den varmebundne elproduktion og elbehovet stiller krav til lastfølgesevnerne i den øvrige del af elforsyningssystemet. På Figur 7.1 optræder teknologikategorierne brændselsceller, udtagsværker og kondensværker, der kan bidrage med lastfølgesevne til systemet. Kapacitet og lastfølgesevne i disse elproduktionskategorier skal sikre, at elunderløb ikke forekommer, samt minimere utilsigtede eloverløb.

Den viste rækkefølge for produktionskategorierne på figuren angiver den typiske prioriterede indplacering af elproduktionskapacitet i driftsstrategien. Hver anlægskategori søger at dække den efterspørgsel, som optræder ved den givne indplacering, i det omfang kapacitet, rådighed og lastfølgebegrænsninger gør det muligt.

Brændselsceller er ofte valgt indplaceret, så elproduktionen fra disse har højere prioritet end elproduktion fra udtagsværker - og således, at brændselscellernes varmeproduktion udnyttes.

Ved effektbehov, der overstiger brændselscellernes kapacitet, opreguleres udtagsværkernes elproduktion. I det centrale elforsyningssystem er dette samspil valgt for at opnå den bedste udnyttelse af de højeffektive brændselsceller.

Er der herefter et fortsat behov for eleffekt, kan spidseffekt inddrages via den anlægskategori, der på figuren er benævnt "kondens".

I enkelte scenarier importeres el til elektrolytisk brintproduktion, når ledig elektrolysekapacitet og importmulighed forekommer. I scenarier, hvor elektrolytisk brintproduktion indgår, udnyttes elektrolysatorernes gunstige reguleringssegenskaberne til lastudjævning og til opsamling af fluktuerende eloverløb eksempelvis fra vindkraft.

Driftsstrategier eller optimeret "unit commitment" inden for en anlægskategori er ikke omfattet af modellen. Eltekniske forhold omkring elkvalitet samt netkapacitet og -stabilitet er heller ikke omfattet af simuleringerne.

Efter at have afstemt scenariernes tekniske forudsætninger via ES³-modellen, gennemføres de videre samfundsøkonomiske og energi- og miljømæssige beregninger med BRUS-modellen. BRUS-modellen arbejder på et teknisk aggregeringsniveau, der svarer til beregnede årlige størrelser på output-siden af ES³-modellen. Samspillet mellem disse modeller kan således give konsistens fra tekniske forudsætninger på timeniveau og op til konsekvensberegninger i den overordnede systemanalyse, hvor tidsopløsningen er år.

ES³-modellen er nærmere omtalt i Bilag 3.

7.1.2 Beskrivelse af BRUS-modellen

BRUS-modellen blev opbygget i årene 1989-90 i forbindelse med udarbejdelsen af Brundtland-energi-handlingsplanen, Energi 2000. Modellen er konstrueret som et værktøj til at opstille alternative fremtidsbilleder for det danske energisystem, såkaldte scenarier. Det er en langsigts-simuleringsmodel, der strækker frem til år 2030.

Strukturen i modellen er opbygget omkring energiforbruget og -forsyningen. Forbrugssiden indeholder modeller for rumopvarmning, elanvendelse til apparater i bolig og service og energianvendelse i processektoren. Forsyningssiden er opbygget omkring de tre net i det danske energisystem: elnettet, fjernvarmenettet og naturgasnettet, hvor specielt samspillet mellem el- og varmeproduktionen i elsektoren (kraftvarme) er detaljeret beskrevet i modellen. Endelig er forsyningssiden geografisk opdelt på centralt, decentralt og lokalt niveau for herigennem at få beskrevet de potentielle muligheder for forsyningen med kraftvarme og naturgas. For såvel forbrugs- som forsyningssiden indgår der i modellen en række forskellige teknologier, der gør det muligt at opbygge radikalt forskellige scenarier.

For at kunne afspejle mulighederne for brint i energisystemet er BRUS blevet udvidet på en række områder. Følgende teknologier er introduceret:

- Teknologier til produktion af brint, eksempelvis elektrolysatorer, biomasseforgasning o.l.
- Lagringsmuligheder for brint, eksempelvis kaverner.
- Anvendelsesteknologier for brint, eksempelvis brintbaserede brændselsceller og transportteknologier.

Alle disse teknologier eksisterer i forskellig udformning på såvel central, decentral som lokalt plan.

Miljø er i BRUS-modellen begrænset til at omfatte emissioner fra energisystemet. Disse emissioner omfatter: kuldioxid (CO_2), svovldioxid (SO_2) og kvælstofoxider (NO_x). Modellen beregner mængden af emissioner, der fremkommer i de enkelte scenarier.

Økonomien i BRUS dækker tre hovedelementer:

- Brændselsudgifter.
- Drifts- og vedligeholdelsesudgifter.
- Investeringsomkostninger, annuiseret over anlæggenes levetid med en realrente her sat til 7% p.a.

Summeret giver disse tre elementer energisystemets samlede årlige omkostninger. BRUS-modellen er således at betragte som en samlet investeringskalkule for hele energisystemet.

For at kunne afspejle mulighederne for brint som energibærer er BRUS-modellen blevet udvidet. Følgende muligheder er introduceret:

- Teknologier til produktion af brint, eksempelvis elektrolysører, reversible brændselsceller, pyrolyseanlæg etc.
- Lagringsmuligheder for brint i form af tryktanke og/eller kaverner.
- Anvendelsesteknologier for brint, eksempelvis brændselsceller og transportteknologier baseret på brint.

Alle ovennævnte teknologier eksisterer i forskellig udformning på såvel centralt, decentralt som lokalt plan og kan anvendes afhængigt af de opbyggede scenarier (jvf. kapitel 10).

Driftsstrategisk indgår brintteknologierne i BRUS-modellen på følgende måde:

Brintproduktionsteknologier, der udover brint også producerer en betydelig mængde varme, indgår i driftsstrategien som et kraftvarmetab, d.v.s. produktionen er styret af varmebehovet. Dette gælder eksempelvis for pyrolyseanlæg. For elektrolysører er det ikke tilfældet, da spildvarmen ved disse kun udgør nogle få pro-

cent af den samlede energiproduktion. For elektrolysører er det derfor i modellen antaget, at denne forholdsvis marginale varmeproduktion altid kan finde anvendelse, hvorfor elektrolysører styres af tilgængeligheden af el til brintproduktion.

Elektrolysørerne vil således producere brint i et tæt samspil med den øvrige elproduktion. Eksempelvis kan brint produceres på tidspunkter, hvor der er overskud i systemet (evt. i nattimerne), eller hvor der er en stor produktion af el fra VE-teknologier.

Den nødvendige installerede kapacitet af brintproduktionsanlæg (eksempelvis elektrolysører) vil afhænge af den valgte strategi med hensyn til anvendelsen af el til brintproduktion. Denne bestemmes ikke i BRUS-modellen, men i et samspil mellem BRUS og ES³-modellen.

Lagringsteknologierne kobles til produktion af brint på lokalt, decentralt eller centralt plan. Typen og dimensioneringen afhænger af mulighederne for transport af brint, eksempelvis via det eksisterende naturgasnet. Lagrene dimensioneres efter den nødvendige brintkapacitet, som bestemmes uden for BRUS-modellen i et samspil med ES³-modellen.

Anvendelsesteknologier, der producerer el og varme (eksempelvis brændsels-celler), styres som kraftvarmeanlæg efter varmebehovet. Ved anvendelse af naturgasnettet som distributionssystem vil det være muligt at anvende små brændsels-celler på såvel decentralt som lokalt plan.

For anvendelse af brint i transporten er der foretaget en række skøn, der ligger uden for BRUS-modellen. For de enkelte transportkategorier er det vurderet, hvor stor en del traditionel transportbrændstof brinten vil kunne fortrænge, såvel med som uden naturgasnettet som distributionssystem.

For de enkelte scenarier udgør hovedresultaterne i BRUS:

- Bruttoenergiforbrug opsplittet på type.
- Emissioner af CO₂, SO₂ og NO_x.
- Energisystemets årlige omkostninger.
- Årlige valutaomkostninger og beskæftigelse.

Hertil kommer så en række detailresultater, såsom installeret kapacitet af de enkelte teknologier o.l.

BRUS-modellen er beskrevet i detaljer i Bilag 4 og ref. 113.

7.2 Forudsætninger for systemsimuleringerne

Tekniske simuleringer af el- og varmeforsyningssystemer udføres i dette projektarbejde for at undersøge et udvalg af handlingsmuligheder på systemniveau. Der fokuseres på det meget lange sigt, frem til år 2030, i lighed med tidsperspektivet i Energi-2000 arbejdet.

Mange bindinger i energisystemet, som de kendes i dag, vil være opløst på det meget lange sigt. På denne tidsskala vil forventninger omkring energibehov og energiforsyningsmuligheder naturligvis være usikre, og mange usikkerheder vil ikke mindst være knyttet til udviklingen på det teknologiske område.

I langsigtede analyser er det bl.a. derfor mindre hensigtsmæssigt at inddrage meget detaljerede forhold eksempelvis omkring "unit commitment" og regulering, der knytter an til de enkelte anlæg i en fremtidig bestykning af systemet med produktionsenheder. Det er imidlertid væsentligt at søge at inddrage et detaljeret kendskab til tekniske bindinger og driftserfaringer i en formulering, som kan forventes at have gyldighed også i fremtidige systemudformninger.

Et betydeligt element i dette projektarbejde har derfor været dels at fastlægge et teknisk beskrivelsesniveau, som kan repræsentere de forhold i systemets dynamik, der er væsentlige for analyser på overordnet systemniveau, og desuden i at fremskaffe data på dette niveau.

ELKRAFT/Risø-samarbejde

I et samarbejde mellem ELKRAFT's Driftsafdeling og Energisystemgruppen på Risø er tekniske forhold i kraftvarmesystemet drøftet for at belyse langsigtede muligheder og bindinger. Med dette som udgangspunkt er der valgt en systembeskrivelse, der anses for hensigtsmæssig for simuleringer på overordnet systemniveau.

En aggregeret teknisk modelrepræsentation af det danske el- og varmforsyningssystem er indarbejdet i ES³-modellen, der som nævnt er anvendt til dimensionering af de opstillede scenarier. En systembeskrivelse på et relativt aggregeret niveau er tilstræbt, da dette giver regneteknisk gunstige muligheder for at gennemføre et bredere spektrum af scenarieanalyser.

Scenariernes tekniske konsekvenser i elforsyningen angående reaktiv effekt samt frekvens- og spændingsregulering er blevet vurderet, men kun på generelt og kvalitativt niveau. Disse forhold forventes teknisk set at kunne løses. Merinvesteringer i denne forbindelse forventes at ligge inden for usikkerheden på investeringsantagelser i øvrigt på dette lange sigt. De tekniske simuleringer, der som nævnt udføres på timeniveau, omfatter ikke disse forhold kvantitativt.

El- og varmebehovet på årsbasis i udgangsscenarioet år 2030 og for den del, der dækkes af central og decentral kraft- og varmeproduktion, forudsættes at være henholdsvis 120.6 PJ_{el} og 93.25 PJ_{varme} af værk, hvoraf 22.15 PJ_{varme} produceres decentralt. Fordelingen over året af disse energibehov er væsentlige forudsætninger for dimensionering af produktionskapaciteter i systemet.

ELKRAFT's Driftsafdeling har bearbejdet aktuelle driftsdata for året 1991, og har stillet disse data til rådighed for projektet.

Tidsserier på timebasis for kraft- og varmeleverancer i ELKRAFT-området er bl.a. udarbejdet. Disse har dannet udgangspunkt for beregning af normerede tidsprofiler for centrale og decentrale varmebehov samt centralt elbehov og indgår således som forudsætninger i de gennemførte scenariesimuleringer med ES³-modellen.

Forbrugsmønstre i disse tidsserier fra 1991, i form af time for time-fordelingen af et givet forbrug af værk, er valgt som forudsætning i de tekniske simuleringer gældende for år 2030. Der indgår ingen forudsætninger omkring lastudjævning på forbrugssiden. "Demand side management" er ikke inddraget i analyserne.

Tabel 7.1 viser hovedtal for udgangsscenarioets behovsside an net for elektricitet og varme i systemets centrale og decentrale del. Herudover indgår industriel kraftvarme, varme fra affaldsforbrænding m.v. i udgangsscenarioet. Elbehovet antages at optræde på et sammenhængende elnet år 2030, hvorimod varmebehovet kan være fordelt på flere fjernvarmenet.

Varmeefterspørgslen, der skal dækkes af den centrale del af kraftvarmesystemet, fremkommer som det faktiske varmebehov centralt fratrukket den over året relativt konstante leverance af anden varme fra affaldsforbrændingsanlæg m.v. For det centrale kraftvarmesystem betyder denne faste leverance af anden varme, at varmebehovet stort set falder bort i enkelte sommermåneder.

Forsyningsteknologierne i udgangsscenarioet udgøres af kategorierne decentrale modtryksanlæg, centrale udtagsværker og vindkraftanlæg. De scenariespecifikke forudsætninger for de indgående teknologier er beskrevet under gennemgangen af scenarierne, og en oversigt over de anvendte nøgletal for brintrelaterede teknologier er givet i Bilag 1.

Tabel 7.1 El- og varmebehov i udgangsscenarioet centralt og decentralt i kraftvarmesystemet.

År 2030	Centralt	Decentralt
Elbehov $P_{J_{el}}$		120,6
Maks. effekt GW_{el}		6,4
Benyttelsestid timer/år		5234
Varmebehov $P_{J_{varme}}$	71,10	22,15
Maks. effekt GW_{varme}	5,8	1,52
Benyttelsestid timer/år	3409	4033

Kategorien decentrale modtryksværker forudsættes at være karakteriseret ved en middel c_m -værdi på 0.75 og en totalvirkningsgrad for el- og varmeproduktionen på 93% i udgangsscenarioet.

Centralt forudsættes kategorien udtagstværker at være karakteriseret ved en middel c_m -værdi på 0.85 og en c_v -værdi på 0.13. Elvirkningsgraden for disse værker forudsættes at være 50% på kondenslinien, og totalvirkningsgraden på c_m -linien forudsættes at være 90%.

Vindbaseret elproduktion er modelleret ud fra målt effektkurve for gode vindmøller, som de kendes i dag, og bygger på referenceårets data på timebasis for vindfeltet samt konvertering af vindfeltet til kystnære mølleplaceringer via den logaritmiske "vindlov".

Kapacitetsværdien for installeret vindkraft (defineret som vindkraftens substitution af konventionel produktionskapacitet i elsystemet forudsat fastholdt elforsyningsikkerhed) kan kun forventes rimeligt afspejlet i simuleringerne, dersom det forudsættes, at vindkraften er lokaliseret inden for et geografisk område, der mindre end nogle få tusinde kvadratkilometer. Kapacitetsværdien for vindkraft fordelt over større områder kan ikke forventes afspejlet i beskrivelsen, og det forudsætter yderligere modellering af statistiske samtidighedsforhold for områdets vindfelt for nærmere at beskrive den tidlige fordeling af elproduktionen. Som tidligere nævnt berøres den årlige elproduktion fra den installerede effekt vindkraft ikke af disse forhold og er tilfredsstillende repræsenteret.

Den installerede effekt vindkraft beregnes via modellen for den valgte møllekategori og -placering på basis af vindfeltet og den ønskede årlige elproduktion fra denne kategori. Under disse forudsætninger opnås en benyttelsestid for den installerede vindkraft på ca. 3000 timer/år.

Eksport af elektricitet forudsættes ikke at forekomme, og import af elektricitet optræder kun i ubetydeligt omfang i udgangsscenarioet og forventes kun at være en mulighed i nattimer primært i sommerhalvåret, svarende til 1-2000 timer årligt.

Ud over de angivne virkningsgrader er endvidere et varmetab forudsat, der udgør 10% af den potentielle varmeudnyttelse fra elektrolysatorer, brændselsceller og forgasning af biomasse, før sådan varme når frem til forbruget an fjernvarmenet.

Tab i forbindelse med el- og varmedistribution er beskrevet med generelle virkningsgrader, og gennemgående er det forudsat, at tab i forbindelse med brintdistribution inklusive tab under lagring udgør godt 3% af brintproduktionen.

Varmelagre er kun inddraget i et omfang svarende til i dag i den decentrale del af systemet.

I Bilag 1 er de nærmere forudsætninger for de brintrelaterede teknologier beskrevet.

Det er generelt i simuleringerne forudsat, at brændselsforsyningen til energikonverteringsteknologierne er til rådighed. Endvidere er produktionskapaciteter for de

sekundære energibærere el, varme og brint dimensioneret, så forsyningssikkerheden på efterspørgselssiden i alle scenarier opfylder nedenstående kriterier.

Elproduktionsteknologierne kræves dimensioneret til altid at kunne tilfredsstille behovet. Simuleringerne, der som nævnt er på timebasis, er udført, så elunderløb aldrig forekommer på denne tidsskala. Reguleringsmæssige forhold, der udspiller sig i en tidsskala under timeniveau, er ikke omfattet af modellen. De behovsbestemte kapacitetskrav, der fremgår af simuleringer uden explicit inddragelse af planlagt vedligehold, havarier, år til år fluktuationer m.v., er generelt tillagt en reservekapacitet på 15%.

Kortvarige og ubetydelige underløb på varmesiden er i visse tilfælde accepteret. Dette tillades, dels fordi der i tidsserierne for behovssiden er enkelte timer over året, hvor data er ufuldstændige, og desuden for at eliminere meget svage og insignifikante varmebindinger, så identificerede varmebindinger er solidt underbyggede. De tilladte varmeunderløb influerer ikke energibalancen i scenarierne, og de har alene betydning for dimensionering af kapaciteter i systemet.

Som allerede nævnt udnyttes ES³-modellen til overordnet dimensionering af de udvalgte systemkonfigurationer under givne driftsstrategier. Egentlig detailoptimering af systemets økonomi og energiomsætning er ikke tilstræbt. Mere detaljerede analyser og optimering i scenarierne kan derfor forventes at kunne bidrage med gunstige modifikationer på scenariernes detailudformning og drift.

7.3 Scenarieopbygning

Scenarierne for brintproduktion og -forbrug beregnes ved en samkøring af ES³-modellen for det detaljerede elsystem og BRUS-modellen, som på mere overordnet plan beskriver det totale energisystem.

Formålet med scenarierne er at illustrere:

- På hvilken måde og i hvilket omfang kan brint produceres i relation til elsystemet?
- Hvorledes kan brinten benyttes, såvel i transport- som i el- og varmesystemet?
- Hvordan vil brintproduktion og -forbrug spille sammen med det øvrige energisystem, herunder hvilke krav stilles der til kapacitet af brintproduktionsanlæg (f.eks. elektrolysatorer), størrelse af brintlagre, samt kapacitet af det konventionelle elsystem?

Udover tekniske data som kapaciteter, eloverløb o.l. vil de væsentligste nøgletal omfatte årlige omkostninger for såvel systemet som helhed som for brintanlæg, brintproduktion og -forbrug, samt brutto brændselsforbrug og de hertil relaterede emissioner, specielt CO₂.

7.3.1 Referencescenarie

Alle beregninger på brintscenarierne gælder for år 2030. Herved gives der mulighed for et bredt spektrum af mulige ændringer i såvel energiforsyningssystemet som i forbrugssiden - kort sagt, antallet af bindinger i systemet, der hidrører fra i dag eksisterende anlæg, reduceres til et minimum i år 2030. Endelig betyder den lange tidshorisont, at de nødvendige brintteknologier vil kunne være udviklet og gjort kommercielt tilgængelige inden år 2030.

Som udgangspunkt for analyserne er valgt basisscenariet fra Energi 2000-handlingsplanen (ref. 114), suppleret med referencescenariet fra transporthandlingsplanen. En række faktorer betyder dog, at Energi 2000-scenariet i sin grundform

har begrænset interesse i forhold til brintforbruget og -produktionen. Det må forventes, at såvel for varme- som for elforbruget vil der blive satset på besparelser, ligesom der formentligt vil blive udbygget med mere kraftvarme end antaget i basisscenariet. Alene dette vil føre til et væsentligt ændret energisystem i forhold til basisscenariet med betydeligt flere bindinger i systemet til følge. Til brug for brintanalysen er der derfor lavet et korrigeret basisscenarie, kaldet øko-basis.

Øko-basis er konstrueret ud fra økonomi-scenariet i Energi 2000 (deraf navnet), (som på mange måder er en forlængelse af handlingsplanen, der kun går til år 2005). Antagelserne, der er gjort for varme- og elbesparelser i økonomiscenariet samt for udbygningen med kraftvarme, er indført i det oprindelige basisscenarie, der herved er omdannet til øko-basis. Basisscenariet er altså korrigeret på disse væsentlige områder, men strukturen i energiforsyningsystemet er fastholdt uændret. Dette betyder, at øko-basisscenariet primært er baseret på kulfyrede kraftvarmeværker, med en pæn andel decentral kraftvarme samt en mindre andel vindkraft.

Den fastholdte forsyningsstruktur betyder, at eksempelvis effekten af indførelsen af højt avancerede elproduktionsanlæg som combined-cycle og brændselsceller ikke "slører" billedet ved sammenligning, men kan henføres til mere specifikke scenarier.

Forskellen imellem basis og øko-basis scenarierne er vist i Tabel 7.2.

Tabel 7.2 Forskel imellem basis- og øko-basisscenarierne, år 2030.

	Basis	Øko-basis
Bruttoenergiforbrug, PJ	854	643
Elforbrug, PJ	183	133
CO ₂ -emission, mio.t.	63	46
Stigning i forhold til i dag:		
- elforbrug	+ 65%	+ 22%
- nettovarmebehov	+ 11%	- 30%
- transportforbrug	+ 15%	+ 15%

Som det fremgår af Tabel 7.2, er der en markant mindre stigning i energiforbruget i øko-basis end i basis, elforbruget stiger med 22% i øko-basis i forhold til idag mod 65% i basis. Nettovarmebehovet falder med 30% i øko-basis, mens det stiger med 11% i basis. Endelig bliver der udbygget med ca. 30% mere kraftvarme i øko-basis end i basis. Alt dette er med til at forøge systembindingerne i øko-basis, hvilket i høj grad påvirker anvendelsen af vedvarende energi, samt mulighederne for etablering af brintsystemer.

Den installerede kapacitet i øko-basisscenariet fremgår af Tabel 7.3.

Tabel 7.3 Systemdata for øko-basis.

Vind	500 MW
Udtagsværker	6400 MW
Decentralt	950 MW
Industrielt	650 MW
I alt	8000 MW

De 800 MW er den totale installerede kapacitet med lastfølgende inkl. 15% reservekapacitet.

7.3.2 Scenariestrategi

Som udgangspunkt for de samlede brintscenarier er der beregnet en række partielle scenarier, hvor der kun er foretaget enkelte ændringer i forhold til øko-basis. Indvirkningerne på energisystemet ved indførelse af de forskellige ændringer kan herved vurderes enkeltvis.

Strategien har været:

1. At få analyseret produktionsmuligheden for brint: hvordan kan brinten produceres, og hvor meget kan produceres? Disse analyser er foretaget under en antagelse om, at hele brintproduktionen afsættes jævnt over året.
2. At få analyseret forbrugsmuligheden for brint: hvordan kan brinten forbruges, og hvor meget kan bruges?. Her ses på såvel central, decentral som lokal anvendelse primært i elsektoren samt i transportsektoren (dieselsubstitution). Disse analyser foretages med en given konstant brintforsyning.
3. På baggrund af såvel forbrugs- som forsyningsanalyserne skitseres en række totale scenarier ud fra kriterier om systemets funktion, omfanget af anvendelsen af brint samt overvejelser om CO₂-reduktion.

Hvad angår brintproduktion, analyseres følgende partielle scenarier:

- Anvendelsen af vedvarende energi som basis for brintproduktion, primært vindkraft tilkoblet elnettet. Hvorledes påvirker indtrængningen af større mængder vedvarende energi elsystemet i form af eloverløb, og hvorledes kan det konverteres til brint?
- Høj udnyttelse af eksisterende (konventionel) elkapacitet, d.v.s. grundlastdrift af store elværker for produktion af overskudsel som basis for brintproduktion, eksempelvis konventionelle udtagsværker i konstant drift ("kværneværker").
- Anvendelse af kulforgasningsanlæg, hvor syngassen anvendes enten til elproduktion (combined cycle) eller som basis for brintproduktion. Kulforgasningsanlægget kan specielt benyttes i samspil med vedvarende energi og her benyttes til brintproduktion, når der er overskudsel på basis af vedvarende energi til rådighed.
- Anvendelse af importeret el til produktion af brint.

For de enkelte scenarier analyseres, hvorledes samspillet er med det forventede eksisterende system. De forskellige scenariers indflydelse på udformningen af brintsystemet vurderes.

Forbruget af brint knytter sig specielt til el- og varmesystemet, samt transportsektoren. Følgende partielle scenarier analyseres:

- Anvendelse af brintbaserede brændselsceller i centrale produktionsanlæg. Brændselscellerne indplaceres som elbundne mellem- til spidslastenheder.
- Anvendelse af brintbaserede brændselsceller i decentral el- og varmeproduktion (modtryksværker). Omkostningerne i systemet baseres på, at naturgasnettet anvendes til brintdistribution, d.v.s. der etableres ikke nye rørledninger til brintdistribution.
- Anvendelse af brintbaserede brændselsceller lokalt som erstatning for olie- eller naturgasfyr i boliger.

- Vurdering af mulighederne for at afsætte brint i transportsektoren, herunder hvilke brændsler der kan substitueres samt omfanget af substitutionen.

For alle scenarier analyseres samspillet med det øvrige energisystem, og brintproduktionens omfang vurderes, herunder specielt med henblik på dimensionering af brintproduktionsanlæg og lagre.

De totale scenarier skal illustrere mulighederne og skitsere konsekvenserne af, at indføre et brintsystem i tilknytning til elsystemet. Tre totale scenarier skitseres:

- Elsystemscenariet, hvor brintproduktion og -forbrug afgrænses snævert til elsystemet, således at elsystemet fungerer hensigtsmæssigt ved introduktion af vedvarende energi.
- Produktionsscenario for brint, hvor elsystemet producerer brint på en hensigtsmæssig og økonomisk fordelagtig måde og afsætter brinten som brændsel i transportsektoren.
- Scenarie baseret på miljøovervejelser, specielt nødvendigheden af CO₂-reduktion. Brint produceres og anvendes på den miljømæssigt mest attraktive måde.

De totale scenarier omtales nærmere i kapitel 10.1.

8 Partielle scenarier

8.1 Produktionsscenarier

På produktionssiden er der opbygget 4 forskellige kategorier af scenarier med det formål at producere brint, hvis der er overskudsenergi tilstede, enten i form af el eller som syngas. De 4 produktionsvarianter er følgende:

- Vedvarende energi.
- Konventionelle værker i konstant drift, "kvarneværker".
- Kulforgasning/forgasning af biomasse.
- Importeret el.

De forskellige elproduktionsmetoder indføres enkeltvis i øko-basisscenariet, og konsekvenserne herved teknologisk, økonomisk samt miljømæssigt i forhold til øko-basis vurderes.

8.1.1 Indførelse af vedvarende energi

Ifølge Energi 2000-scenarierne må det danske energisystem forventes at blive stadig mere kompleks frem mod år 2030. En stadig større andel af samproduktion af el og varme, kombineret med højeffektive elproduktionsteknologier og vedvarende energiteknologier medfører øgede krav til regulering og drift af energisystemer, og i ugunstige tilfælde kan samspillet mellem teknologierne føre til enten overproduktion af el (eloverløb) eller varme (varmeoverløb).

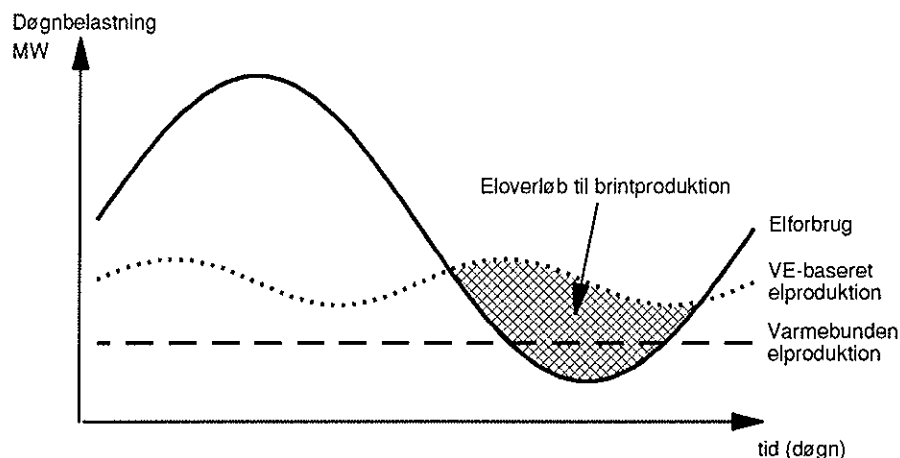
Da systemet primært dimensioneres efter elbehovet, og elektriciteten er det mest værdifulde produkt i el- og varmesamproduktionen, betragtes eloverløb som det mest kritiske punkt i systemet. Eloverløb kan opstå af følgende årsager:

1. En stor mængde varmebunden elproduktion i systemet. På kolde vinterdage med et stort varmebehov medfører kraftvarmeproduktion en tvungen produktion af el. Såfremt behovet for el er lille, kan dette medføre en overproduktion af el.
2. Fluktuationer i elproduktionen fra vedvarende energiteknologier. Ved kraftige fluktuationer kan der være utilstrækkelige reguleringsegenskaber på de konventionelle anlæg, og der kan opstå en overproduktion af el. Falder dette sammen med en stor varmebunden elproduktion og et lille elbehov (som under 1), forstærkes problemet og dermed eloverløbet.

Figur 8.1 illustrerer eloverløbsproblematikken. Hvor døgnbelastningen af elsystemet er lavt (om natten), kan såvel den varmebundne elproduktion som elproduktionen fra VE-teknologier skabe overløb (det skraverede areal). Jo større mængde kraftvarme og vedvarende energi, der er i systemet, jo før vil eloverløbet opstå, givet systemets reguleringsegenskaber.

Dette eloverløb kan danne udgangspunkt for brintproduktion fra elektrolysatorer. Det skal dog understreges, at med forbindelse til udlandet vil eloverløb kunne eksporteres, men prisen, som denne overskudsstrøm kan sælges for, vil formentlig være meget lav. Det er i de økonomiske analyser antaget, at prisen for overskudsenergi er lig med nul.

Den vedvarende energi i dette scenarie indføres enten som vindenergi eller solenergi. Forskellen ligger primært i produktionsprofilen, hvor vind producerer



Figur 8.1 Eloverløb baseret på vedvarende energi, som basis for brintproduktion.

mest el om vinteren, mens sol producerer mest om sommeren. Endvidere er der stor forskel på økonomien for sol- og vindanlæg, med vindenergien som den mest kost-effektive. I det efterfølgende fokuseres på indtrængningen af vindenergi.

Scenariet illustrerer, hvorledes energisystemet vil blive påvirket af anvendelsen af stadig større mængder vindenergi i elproduktionsystemet, og hvorledes det herved udviklede eloverløb giver mulighed for brintproduktion.

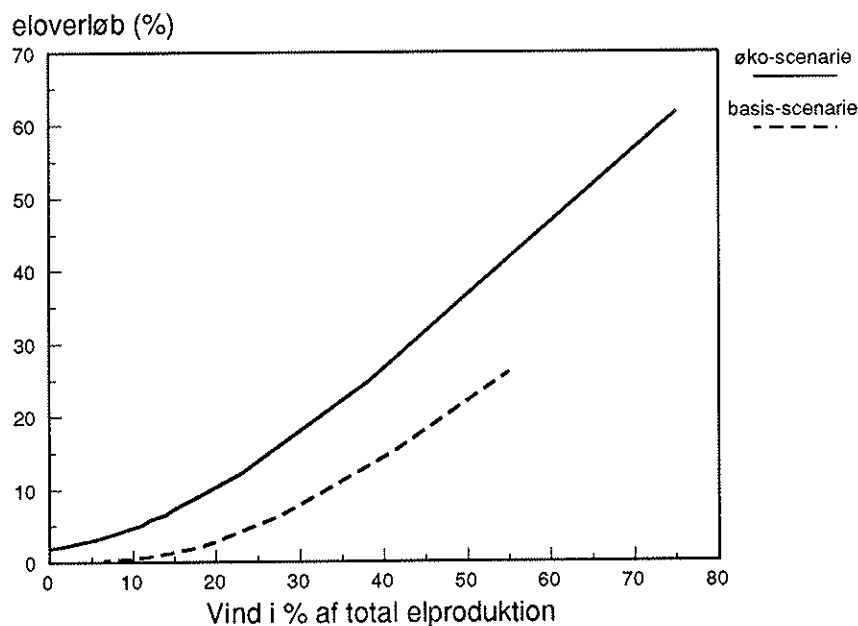
Udviklingen i eloverløbet ved indtrængning af større mængder vindenergi i såvel basis- som økoscenariet er illustreret i Figur 8.2. Som det fremgår af figuren, er der allerede i udgangspunktet (ved 0% vind i systemet) et mindre eloverløb i øko-basis på godt 2%, mens eloverløbet først optræder i basisscenariet ved ca. 10% vindbaseret elproduktion. Denne forskel skyldes, at der er indført mere kraftvarme og flere besparelser i øko-basis end i basisscenariet. Ved indførelse af 20% vind i forhold til den totale elproduktion vil der i øko-basis år 2030 opstå et eloverløb på ca. 10%, stigende til knap 40%’s eloverløb ved indførelse af 50% vindbaseret el i den totale elproduktion.

Det eloverløb, der fremkommer i elsystemet som følge af indtrængningen af vindenergi, kan udnyttes til produktion af brint, der enten kan anvendes direkte eller lagres.

Hvor stor en del af eloverløbet, der kan omsættes til brint, er afhængig af

- den tidsmæssige variation af eloverløbet. Et eloverløb, der er koncentreret på få kortvarige perioder, kræver større installeret elektrolysekapacitet, end hvis eloverløbet er jævnt fordelt over året.
- den installerede kapacitet af elektrolysatorerne. En stor installeret elektrolysekapacitet i forhold til overløbets størrelse medfører en høj udnyttelse af eloverløbet, men til gengæld en dårlig (kapacitetsmæssig) udnyttelse af elektrolysatorerne. Dette medfører høje investeringsomkostninger i forhold til brintproduktionen.

Som dimensioneringskriterie for elektrolysekapaciteten er anvendt en minimums benyttelsestid. Benyttelsestiden er defineret som det antal timer om



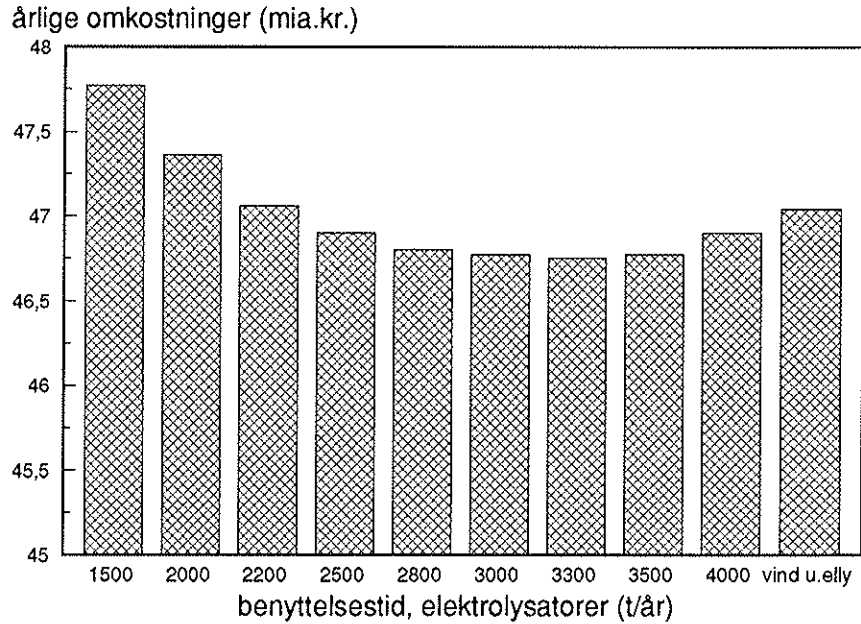
Figur 8.2 Eloverløb som følge af vindindtrængning i procent af den totale elproduktion.

året, der kræves for at opnå en brintproduktion ved maks. kapacitet på elektrolysatorerne. Figur 8.3 viser de årlige systemomkostninger som funktion af kapaciteten af elektrolysatorerne eller elektrolysatorernes benyttelsestid - jo lavere benyttelsestid jo højere bliver kapaciteten. Det er i denne figur antaget, at den producerede brint anvendes i transportsektoren og her går ind og substituerer diesel. De årlige omkostninger i Figur 8.3 er systemets samlede omkostninger til såvel brændsel, drift og investering (annuiseret), herunder omkostninger til brintanlæg (elektrolysatorer og kavernelagre). Der er antaget et jævnt brintforbrug over året. Figuren er baseret på en fastholdt vindindtrængning på 4650 MW.

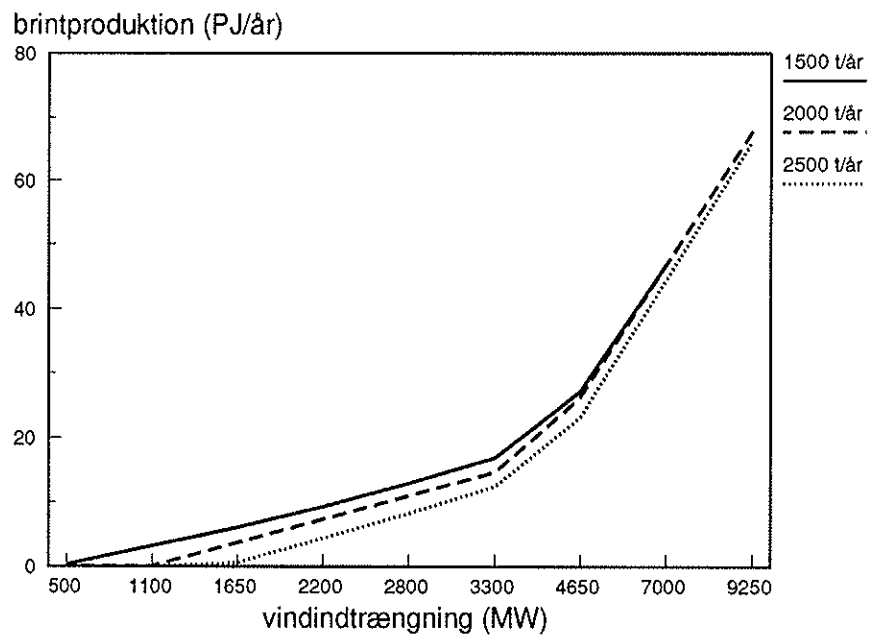
Figur 8.3 viser, at de laveste årlige omkostninger opnås ved en benyttelsestid på ca. 3000 t/år. Det skal understreges, at den beregnede kurve er meget flad i området 2500-4000 t/år, og små ændringer i forudsætningerne kan forskyde dette minimum. Af denne grund er den laveste benyttelsestid i dette interval, 2500 t/år, valgt som videre forudsætning, da dette også giver den største produktion af brint. Figur 8.4 viser produktionen af brint som funktion af vindindtrængning ved forskellige benyttelsestider af elektrolysatorerne. Den laveste benyttelsestid (og dermed den højeste installerede kapacitet af elektrolysatorer) giver den højeste brintproduktion, men som det fremgår af figuren, indsnævres forskellen med stigende vindindtrængning.

De efterfølgende beregninger er baseret på en minimums benyttelsestid for elektrolysatorer på 2500 t/år. Figur 8.5 viser, hvor stor en del af eloverløbet, der kan konverteres til brint som funktion af vindindtrængning, givet en elektrolysatorbenyttelsestid på 2500 t/år.

Som det fremgår af figuren, skal vindindtrængningen være på mere end ca. 2000 MW, før det er økonomisk realistisk at producere brint på basis af eloverløbet. Indtil dette niveau er eloverløbet for ujævnt fordelt over året, hvorfor en brintproduktion vil kræve en høj elektrolysatorkapacitet, som vil blive dårligt udnyttet og dermed medføre for høje omkostninger. Tabel 8.1 viser brintproduktionen på basis af det eloverløb, der skabes i energisystemet som følge af en vis mængde installeret vindmølleeffekt. Med en installeret kapacitet på 2200 MW

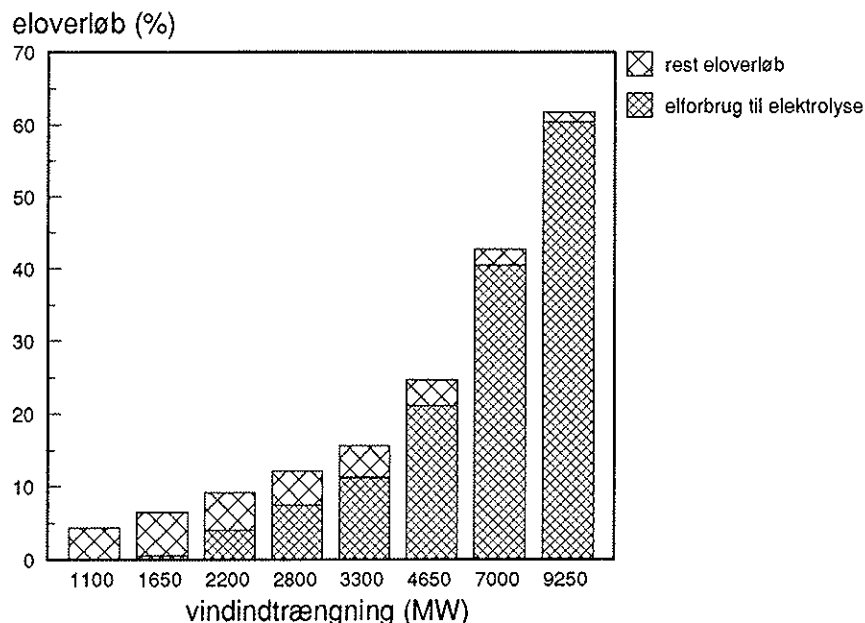


Figur 8.3 Årlige totale systemomkostninger som funktion af elektrolysatorernes benyttelsestid under fastholdt vindeffekt på 4,65 GW.



Figur 8.4 Brintproduktionen som funktion af elektrolysatorernes benyttelsestid (kapacitet).

vind og en installeret elektrolysator kapacitet på 540 MW (svarende til en benyttelsestid på 2500 t/år) vil det være muligt at konvertere ca. 50% af eloverløbet til brint - resten vil stadig være spildt eller skal sælges til lave priser. Med en større vindkapacitet vil også den til brintproduktion forbrugte andel af eloverløbet stige. Ved 7000 MW vil den udnyttede andel af eloverløbet udgøre ca. 95%. Også absolut vil rest-eloverløbet falde, hvilket skyldes, at der bliver mere "krop" i eloverløbet. Der kan derfor opnås en benyttelsestid på 2500 t/år samtidigt med, at



Figur 8.5 Elforbrug til elektrolyse samt rest-eloverløb som funktion af vindindtrængning.

Tabel 8.1 Brintproduktion på basis af vindenergi og elektrolyse.

Installeret effekt (MW)	1100	2200	3300	4650	7000
El dækket af vind (%) *	8,3	13,5	17,0	19,6	22,2
Mulig mængde el til brintproduktion (%) **	4,4	9,1	15,6	24,6	42,7
Eloverløb (%) ***	-	4,9	4,2	3,5	2,2
Brintproduktion (PJ)	-	4,4	12,2	23,0	43,8

* Den mængde af elefeterspørgselen, der dækkes af vindenergi.

** Mængden af el i % produceret udover det aktuelle behov. Det er den mængde el, det er muligt at udnytte til brintproduktion.

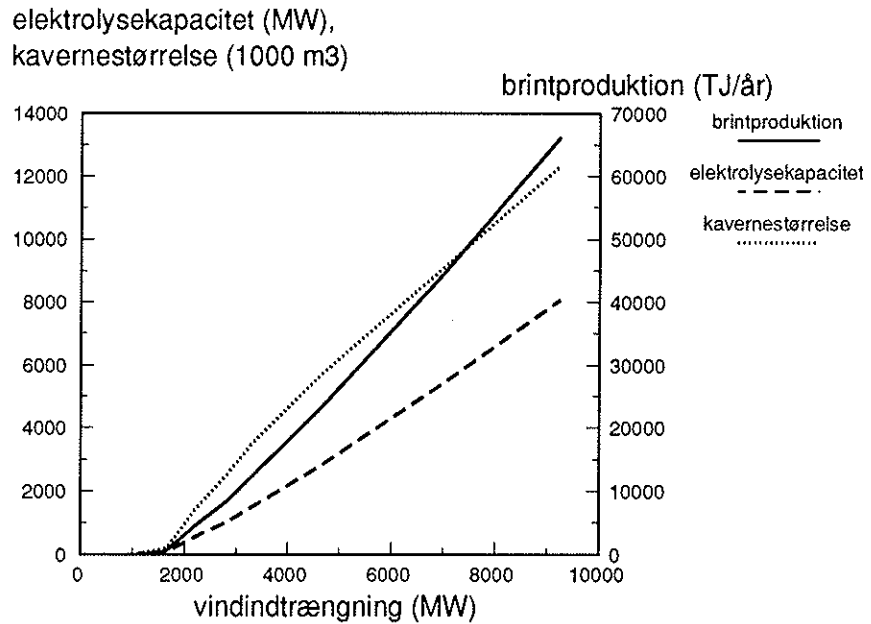
*** Den mængde el, der produceres udover elbehovet, men som ikke kan udnyttes til brintproduktion.

en større del af spidserne i eloverløbet udnyttes.

Figur 8.6 viser brintproduktionen som funktion af vindindtrængningen, den nødvendige elektrolysekapacitet (forudsat en benyttelsestid på 2500 t/år), samt den nødvendige lagerkapacitet. Det er forudsat, at lagringen foregår i kaverner, der synes at være den billigste lagringsform. Det er endvidere forudsat, at al brinten anvendes med et jævnt aftag over året. Sidstnævnte forudsætning har stor indflydelse på den nødvendige lagerkapacitet.

Som det fremgår af Figur 8.6, udnyttes specielt lagerkapaciteten bedre ved øget brintproduktion og -anvendelse, men økonomisk udgør lagerkapaciteten kun en mindre del af de samlede omkostninger ved etablering af et brintsystem. Tabel 8.2 viser de årlige omkostninger opsplittet på elektrolyse- og lagerkapacitet.

Produktionsprisen for brint på basis af vindmøller og efterfølgende elektrolyse er angivet i Tabel 8.3. Det opbyggede modelsystem er ikke udviklet til at vurdere kapacitetsværdien af vindmøllerne explicit (jvf. kapitel 7.1). For at vise hvorledes antagelsen om vindmøllernes kapacitetsværdi influerer på brintproduktionsprisen, er produktionsprisen angivet ved forskellige kapacitetsværdier, og som det ses, er produktionsprisen lavest ved høj kapacitetsværdi.



Figur 8.6 Brintproduktion som funktion af vindindtrængningen, samt den nødvendige elektrolyse- og lagerkapacitet.

Tabel 8.2 Årlige omkostninger ved brintsystemet.

Vind- indtrængning (MW)	Elektrolyse- omkostninger (mia.kr.)	Lager- omkostninger (mia.kr.)	Totale brintsystem- omkostninger (mia.kr.)
1100	0,1	0,02	0,1
2200	0,2	0,04	0,2
3300	0,6	0,1	0,7
4650	1,2	0,2	1,4
7000	2,3	0,3	2,6
9250	3,4	0,4	3,8

Brintproduktionsprisen er ligeledes vist i Figur 8.7. Det ses her, at produktionsprisen falder indtil en installeret effekt på 7000 MW vindmøller, men konvergerer herefter mod et stabilt niveau. Dette gælder ved alle kapacitetsværdierne.

Set ud fra et miljømæssigt synspunkt vil en introduktion af vindmøller til brintproduktion være fordelagtig. Eksempelvis vil en installeret effekt på 7000 MW vindmøller medføre en CO₂-reduktion på knap 9% i forhold til øko-basisscenariet. Dette skyldes primært, at vindmøllerne går ind og substituerer anden kulbaseret energiproduktion. Der er ikke taget hensyn til, hvorledes brinten anvendes. Hvis brinten substituerer kul eller eventuelt diesel i transportsektoren, vil CO₂-reduktionen blive betydelig større.

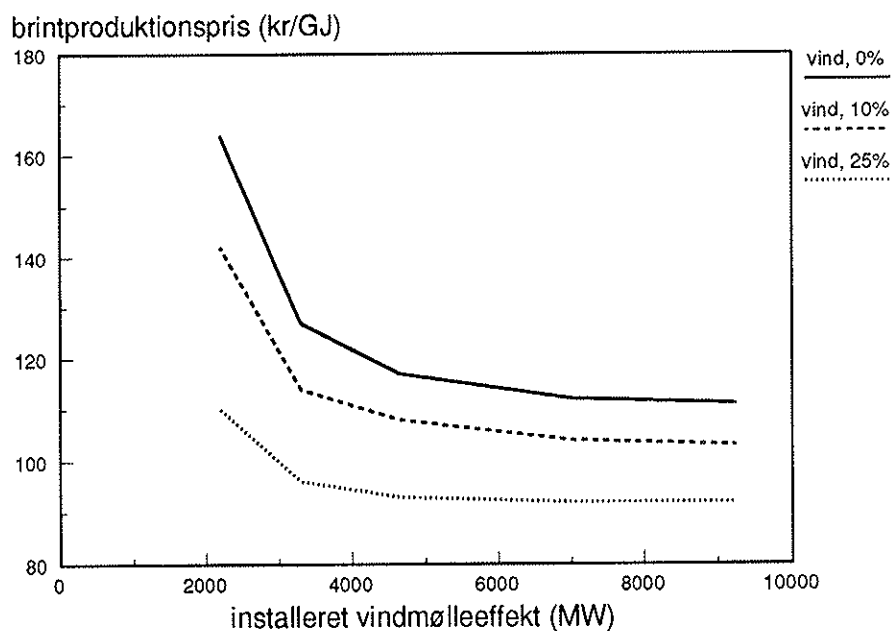
8.1.2 Produktion af brint på basis af el produceret på konventionelle værker

Der er flere fordele forbundet med at køre konventionelle anlæg i konstant drift:

- Værkerne vil kunne optimeres til at producere højeffektivt i et enkelt lastpunkt, og ikke som normalt være effektive over en bredere produktionsflade.

Tabel 8.3 Brintproduktionspris for brint produceret på basis af vindmøller ved forskellige kapacitetsværdier og elektrolyse.

Installeret effekt (MW)	2200	3300	4650	7000	9250
Brintproduktion (PJ)	4	12	23	44	66
Brintproduktionspris (kr./GJ) (0% vindkapacitet)	164	127	117	112	111
Brintproduktionspris (kr./GJ) (10% vindkapacitet)	142	114	108	104	103
Brintproduktionspris (kr./GJ) (25% vindkapacitet)	110	96	93	92	92



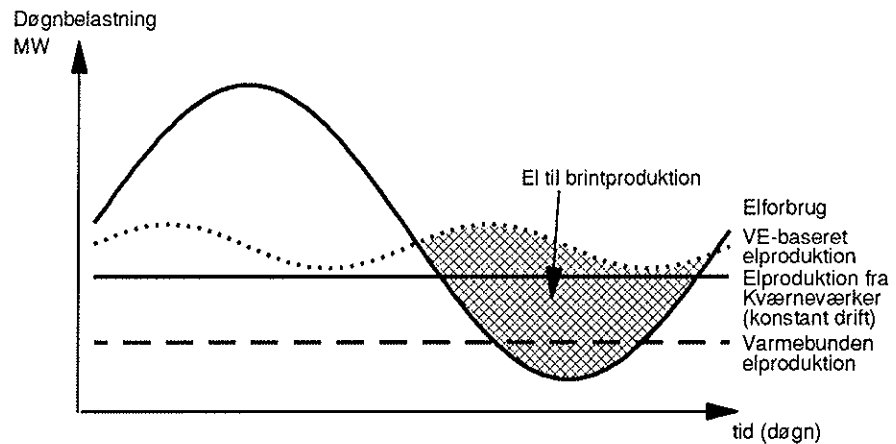
Figur 8.7 Brintproduktionspris som funktion af installeret vindmølleeffekt og kapacitetsværdier for vindkraft.

- Avanceret reguleringsudstyr vil kunne undværes, og værkerne vil derved blive billigere investeringsmæssigt. Besparselsen er fra elværkernes side anslået til 1000-2000 kr./kW installeret effekt.

Den nødvendige mængde el for en brintproduktion kan eventuelt fremstilles på sådanne kraftværker i konstant drift (såkaldte kværneværker), som vil producere uden hensyntagen til, om der er et "normalt" behov for elproduktionen eller ej. På tidspunkter hvor der ikke er tilstrækkeligt elbehov, vil det bevidst genererede eloverløb blive anvendt som basis for brintproduktionen.

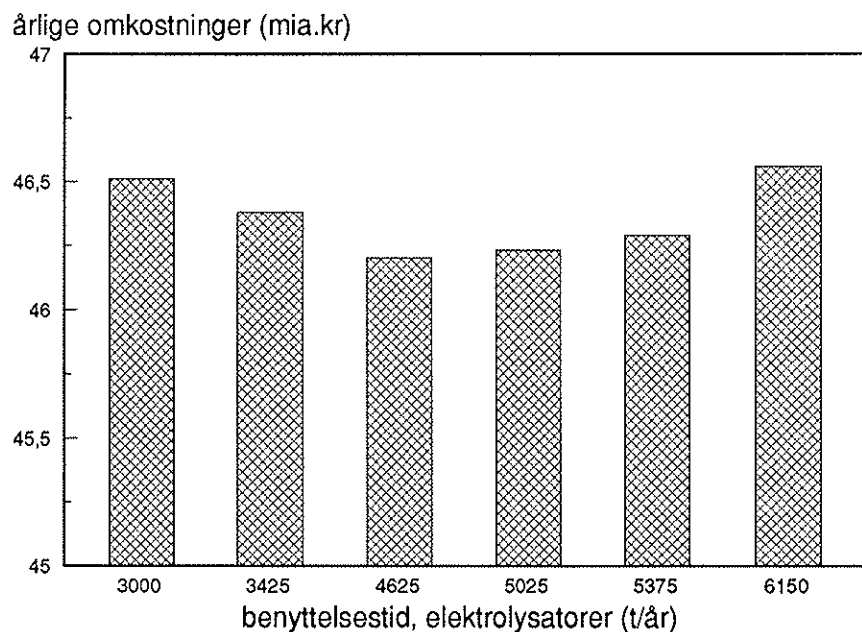
Situationen er illustreret i Figur 8.8. Ud over den varmebundne elproduktion vil der være en stabil elproduktion fra værkerne i konstant drift. Her oveni kommer så den fluktuerende elproduktion fra vedvarende energiteknologier. Alle vil danne basis for brintproduktionen i perioder, hvor elbehovet er lavt.

Ligesom for vedvarende energi anvendes der elektrolysatorer til konvertering af elektriciteten til brint, og kapaciteten af elektrolysatorer dimensioneres ligeledes ud fra en fastlagt benyttelsestid.



Figur 8.8 Brintproduktion baseret på konventionelle værker i konstant drift.

Ved en konstant effekt er benyttelsestid (og hermed kapaciteten) af elektrolysatorerne vurderet, jvf. Figur 8.9, hvor de årlige systemomkostninger er beregnet som funktion af elektrolysatorkapaciteten. Som det fremgår af figuren, minimeres omkostningerne i et interval fra ca. 4000 t/år til 5000 t/år. I de efterfølgende beregninger er anvendt en benyttelsestid på 4000 t/år som dimensioneringskriterie for elektrolysatorkapaciteten.

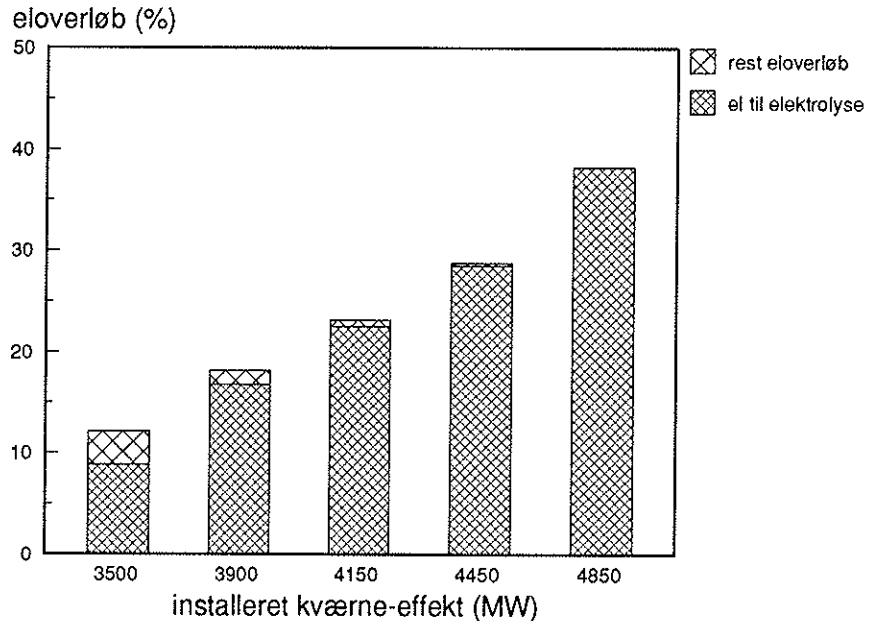


Figur 8.9 Årlige omkostninger som funktion af elektrolysatorernes benyttelsestid (kapacitet).

Den overskudsproduktion, der fremkommer ved en konstant drift af de konventionelle værker, kan danne basis for brintproduktion ved elektrolyse. Ved en lav installeret effekt vil kun en del af denne elproduktion kunne benyttes til elektrolyse, da elektrolysatorerne vil have en lav benyttelsestid, og der vil derfor være et eloverløb, der ikke kan benyttes. Dette overløb vil blive minimalt ved en større installeret effekt på de konventionelle værker i konstant drift.

Figur 8.10 viser tilsvarende, hvor stor en del af den producerede overskudsenergi, der kan konverteres til brint ved den antagne benyttelsestid (4000 t/år)

for elektrolysatorerne som funktion af den installerede effekt. Ved en installeret konstant effekt på 3500 MW vil ca. 75% af overskudsstrømmen blive konverteret til brint, og ca. 25% vil gå til spilde eller blive solgt billigt (restoverløb). En mindre installeret konstant effekt end 3500 MW vil resultere i en dårligere udnyttelse af den producerede overskudsenergi og kan således ikke anbefales.



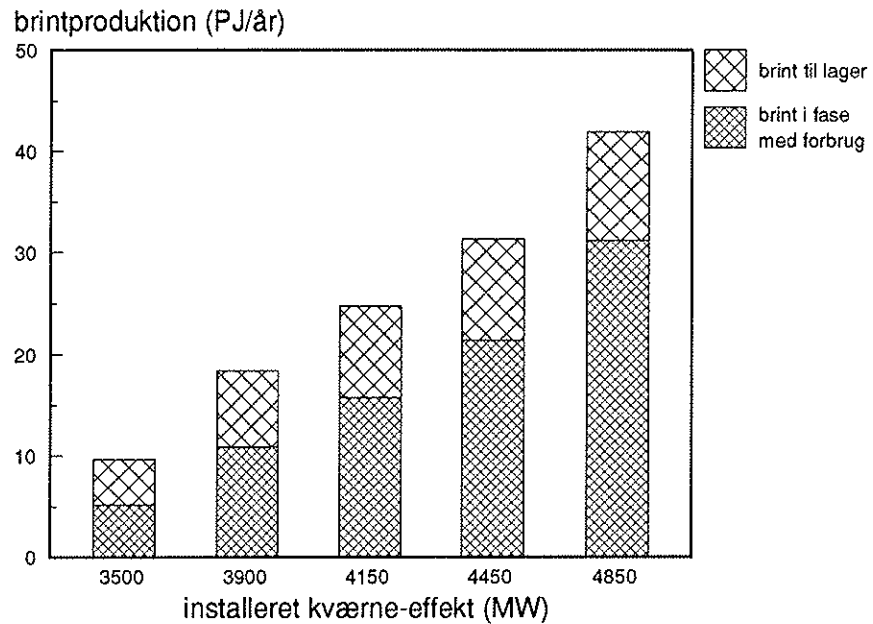
Figur 8.10 Elforbrug til elektrolyse samt resterende eloverløb som funktion af den installerede konstante effekt.

En større installeret konstant effekt vil, som det ses af figuren, resultere i et markant mindre rest-eloverløb. Ved ca. 4000 MW installeret konstant effekt er rest-eloverløbet under 5%. Det absolutte rest-eloverløb falder ligeledes ved større installeret konstant effekt, hvilket skyldes den forøgede "fylde" i eloverløbet, der medfører en bedre udnyttelse af elektrolysatorerne.

Figur 8.11 viser mængden af produceret brint, samt den andel af brintproduktionen, der lagres henholdsvis forbruges direkte, som funktion af den installerede konstante effekt. Det er antaget, at al brinten forbruges i et jævnt aftag over året. Som det fremgår af figuren, vil en installeret kværneeffekt på 3500 MW give grundlag for en brintproduktion på 10 PJ/år. Ca. halvdelen heraf vil blive lagret. Andelen, der lagres, vil være faldende med større installeret effekt og dermed også med større produktion af brint. Dette skyldes, at den øgede brintproduktion finder sted over en lang periode af året, og derved passer bedre sammen med det antagne jævne aftag over året.

Omkostningerne per GJ produceret brint er vist i Tabel 8.4. Disse omkostninger indbefatter de øgede brændselsudgifter i elsektoren (primært til kul), og drift og annuierede investeringsomkostninger ved elektrolysatorer og lagre. Det bemærkes, at der ikke er regnet med yderligere investeringsomkostninger til elproduktionskapacitet, da det er eksisterende kapacitet, der udnyttes i kontinuert drift.

Den nederste række i tabellen viser omkostningerne til brintsystemet, justeret for evt. besparelser i den konventionelle drift af værkerne. Som nævnt forventes de konstante værker at kunne opføres billigere, da avanceret reguleringsudstyr ikke er nødvendigt - dette er antaget at mindske investeringsomkostningerne med 2000 kr./kW installeret effekt. Endvidere må det forventes, at effektiviteten på et konstant drevet værk vil øges - dette er dog ikke indregnet. Øvrige omkostninger



Figur 8.11 Brintproduktionen i fase med forbrug og brintproduktion til lager som funktion af den installerede konstante effekt.

Tabel 8.4 Produktionspriser for brint produceret på konventionelle anlæg i konstant drift.

Installeret effekt (MW)	3500	3900	4150	4450	4850
Brintproduktion (PJ)	10	18	24	31	42
Brintproduktionspris (kr./GJ)	97	87	86	85	84
Brintproduktionspris (kr./GJ) (red.omk. 2000 kr./kW) *	14	39	49	52	58

* Brintproduktionsprisen på konventionelle værker, hvor investeringsomkostningerne er reduceret med 2000 kr./kW installeret effekt, da reguleringsudstyr kan undværes.

til elektrolysatorer og lagre er uændrede. Som det ses, er brintproduktionsprisen meget lille ved en installeret effekt på 3500 MW, når investeringsomkostningerne er reduceret med de 2000 kr./installeret kW. Dette skyldes, at investeringsomkostningerne reduceres med 2000 kr./kW for alle 3500 MW, til trods for at kun en del af elproduktionen fra disse værker benyttes til brintproduktion, hvilket samlet medfører lave ekstraomkostninger ved brintproduktionen. Ved stigende installeret effekt af kværneværker øges andelen af elproduktion til brint, hvilket medfører relativt stigende ekstraomkostninger ved brintproduktion, som det fremgår af Tabel 8.4.

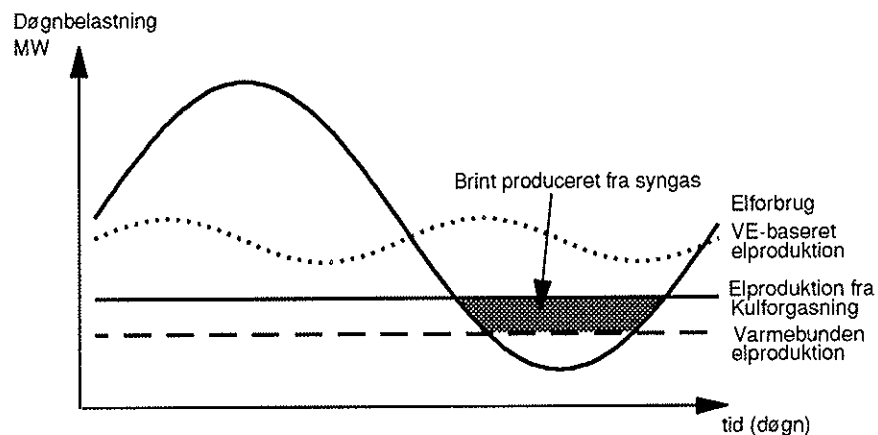
Anvendelse af kulfyrede konventionelle værker som kværneværker vil føre til øget emission af kuldioxid, også i de tilfælde, hvor brinten erstatter diesel i transportsektoren. Anvendes biomasse som brændsel i kværneværker, vil CO₂-emissionerne reduceres betydeligt.

8.1.3 Produktion af brint ud fra kul/biomasseforgasning

Brint kan produceres på basis af kul eller biomasse ved forgasning. Brinten vil her blive produceret ud fra syngas ved hjælp af en shift-proces. Elektrolysatorerne er altså ikke automatisk en del af et brintsystem baseret på forgasning.

Figur 8.12 skitserer brintproduktionen på basis af forgaset materiale, her illustreret ved et kulforgasningsanlæg. Forgasningsanlægget producerer syngas i konstant drift. Når der er behov for elektricitet, anvendes syngassen i et combined-cycle anlæg for produktion af el (og evt. varme). Når elbehovet er lavt, anvendes syngassen til produktion af brint i en shift-proces.

I princippet involverer kulforgasningsanlæg, der er etableret til skiftende el- og brintproduktion, ikke det i øvrigt eksisterende eloverløb (evt. fra varmbunden elproduktion og vedvarende energikilder).



Figur 8.12 Brintproduktion baseret på forgasning af kul eller biomasse.

Muligheden for brintproduktion på basis af forgasning udnyttes mest realistisk, hvor forgasningsanlæg i forvejen indgår i energisystemet, således at hovedparten af investeringsomkostningerne er foretaget, og kun shift-delen skal installeres. Anlægget vil fordelagtigt kunne spille sammen med vedvarende energikilder, såfremt det benyttes direkte til brintproduktion i perioder med meget el fra vedvarende energi. Således vil det være muligt at absorbere en vis mængde vedvarende energi i systemet uden at installere elektrolysatorer, mens forgasningsanlægget benyttes til elproduktion i perioder med stor elefterspørgsel.

Kulforgasningsanlægget er i dette scenarie antaget at køre i driftsområdet fra grundlast til mellemlast med høje benyttelsestider. Anlægget antages at køre i modtryksdrift. Der produceres således en stor mængde syngas i sommerhalvåret, der ikke benyttes til el- og varmeproduktion. Denne syngas omdannes derfor ved en shift-proces til brint, der enten anvendes direkte eller lagres til senere anvendelse.

Benyttelsestiden for den del af forgasningsprocessen, der producerer ren brint (shift-processen), er komplementær til benyttelsestiden for el- og varmeproduktion og vil stige med stigende installeret effekt jvf. Tabel 8.5.

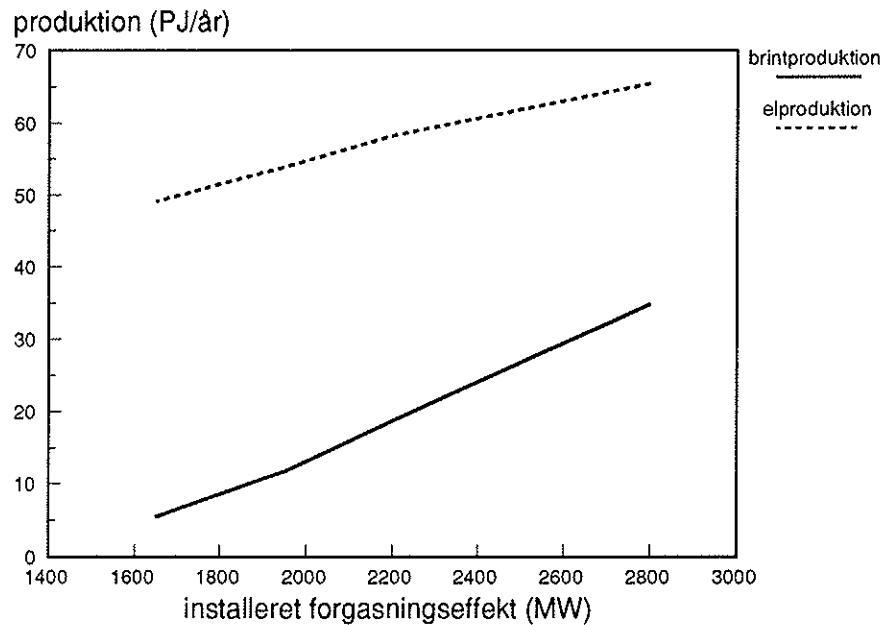
Som det fremgår af Figur 8.12, vil brintproduktionen øges med stigende installeret effekt på kulforgasningsanlægget, idet der vil fremkomme et større overløb af syngas til brintproduktion.

Figur 8.13 viser elproduktionen og den potentielle brintproduktion på basis af et overløb af syngas i sommerhalvåret som funktion af den installerede effekt på forgasningsanlægget.

Tabel 8.5 Brintproduktion på forgasningsanlæg med shift-proces.

Installeret effekt (MW)	1650	1950	2225	2775
Installeret shift-effekt til brintproduktion (MW)	400	800	1200	2000
Benyttelsestid på shift-proces (h/år) *	3452	3721	3965	4428
Brintproduktion (PJ)	5	12	19	35

* Antal benyttelsestimer ved max. effekt, som shift-processen er i drift om året til brintproduktion.



Figur 8.13 El- og brintproduktion som funktion af installeret effekt på forgasningsanlæg.

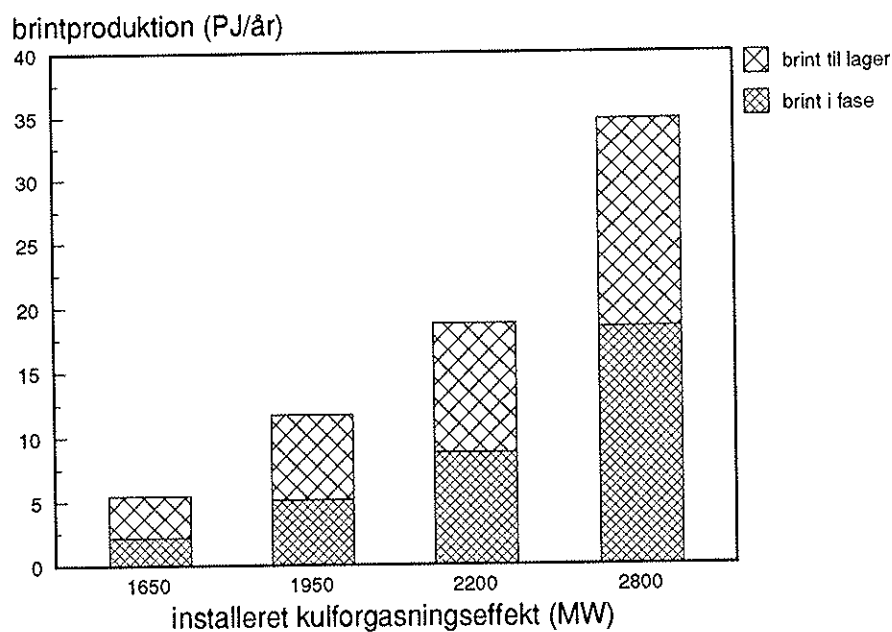
Tabel 8.6 viser, at brintproduktion ud fra kulforgasning ikke er økonomisk attraktivt, hvis kulforgasningsanlæggene ikke allerede eksisterer i energisystemet, men først etableres i forbindelse med ønsker om yderligere el- og varmeproduktion samt brintproduktion. Eksisterer kulforgasningsanlæggene imidlertid i forvejen i energisystemet, vil det være økonomisk attraktivt at udbygge anlæggene med en shift-proces, således at anlæggene kan benyttes til brintproduktion. Brintproduktionsprisen pr. GJ i denne situation fremgår af den nedre række i Tabel 8.6. Denne pris indbefatter kun en meromkostning på 1200 kr./kW til en installeret shift-proces på kulforgasningsanlægget.

Tabel 8.6 Brintproduktionspris for brint produceret på kulforgasningsanlæg.

Installeret effekt (MW)	1650	1950	2225	2775
Brintproduktionspris (kr./GJ)	67	72	74	75
Brintproduktionspris (kr./GJ) (marginalbetragtning) *	54	53	52	49

* Prisen for brint produceret på eksisterende kulforgasningsanlæg, hvor der kun er indført meromkostning på 1200 kr./kW installeret til shift-processen.

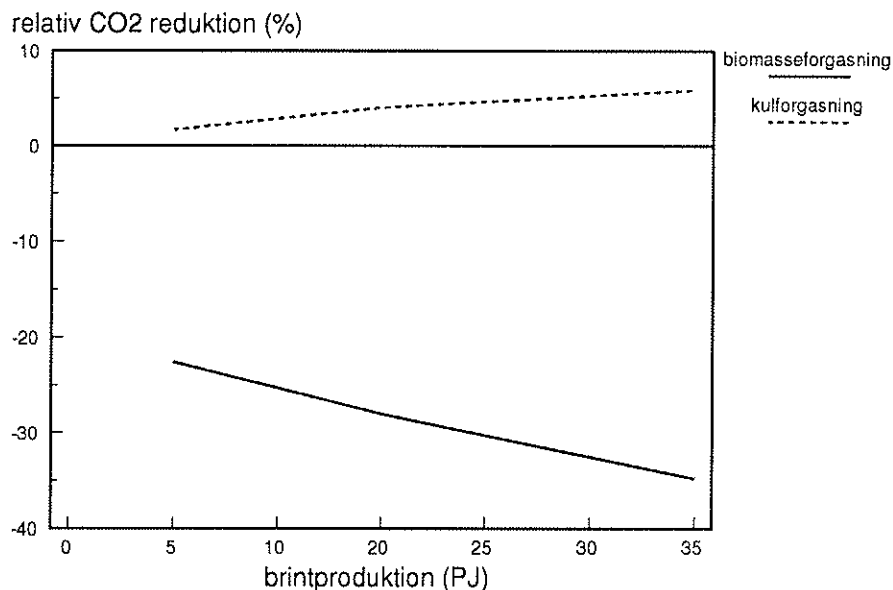
Den mængde brint, der produceres på basis af kulforgasning i dette scenarie, produceres hovedsageligt i sommerhalvåret. Hvis der regnes med et jævnt forbrug af brint over hele året (eksempelvis i transportsektoren), vil en stor brintproduktion i sommerhalvåret stille store krav til lagerkapacitet. Figur 8.14 viser den samlede brintproduktion ved fire forskellige installerede kulforgasningseffekter. Ved små kapaciteter vil kun en mindre del af brinten blive produceret i fase med brintforbruget, mens der for stigende installeret effekt vil være lidt større mængder af den producerede brint, der umiddelbart kan udnyttes, og ikke skal lagres til senere anvendelse.



Figur 8.14 Brintproduktion i fase og til lager som funktion af installeret effekt.

Brintlageret i forbindelse med kulforgasningsanlæg fungerer som sæsonlager, idet brinten produceres i sommerhalvåret. Kombineres denne brintproduktion med andre brintproduktioner, der har omvendte produktionsprofiler, eksempelvis vindkraft, vil lagrene kunne udnyttes bedre.

Brint på basis af kulforgasning vil ikke medføre nogen reduktion af CO₂ i energisystemet, men vil tværtimod tilføre systemet CO₂, da brinten produceres ud fra kul. Selv om den fremstillede mængde brint anvendes i transportsektoren og her erstatter diesel, vil der stadig ske en forøgelse af CO₂ i energisystemet i forhold til energisystemet i øko-basis, Figur 8.15.



Figur 8.15 CO₂-emissioner ved produktion af brint på basis af kul- og biomasseforgasning og ved anvendelse af brint i transportsektoren.

En attraktiv metode til brintfremstilling set ud fra et miljømæssigt synspunkt vil derimod være forgasning af biomasse. Hvis den fremstillede mængde brint yderligere erstatter diesel i transportsektoren, vil emissionen af CO₂ falde betydeligt i forhold til øko-basis og vil ved en brintproduktion på 30 PJ medføre en CO₂-reduktion på 25%, som det fremgår af Figur 8.15. Brint erstatter i dette tilfælde 21% af det absolutte forbrug af diesel i transportsektoren.

8.1.4 Brintproduktion på basis af importeret el

I perioder kan el importeres billigt fra udlandet og kan hermed danne udgangspunkt for produktion af brint. Import af billig el vil primært kunne finde sted

- i perioder med overskud af vand til de norske og svenske vandkraftanlæg, typisk i forårssæsonen.
- i lavlastperioder, hvor der er overskud af kapacitet i det europæiske system, typisk i nattetimerne.

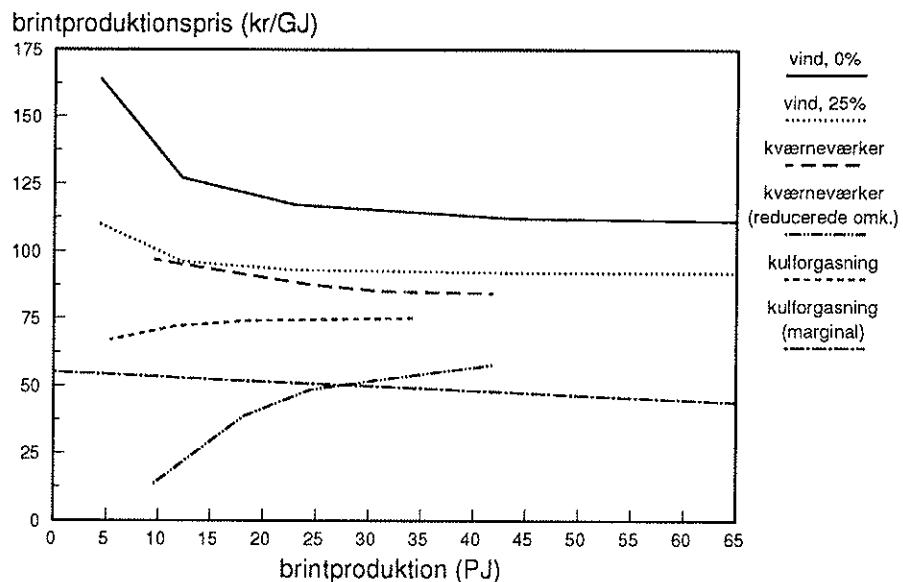
To scenarier for anvendelse af importeret el er blevet gennemregnet for at illustrere de økonomiske og systemmæssige konsekvenser. I begge betragtes nattetimerne fra kl. 24.00 til kl 06.00, men perioden varieres fra at dække april til september til at omfatte hele året. Det var ikke i nogen af scenarierne muligt at opnå en rimelig høj benyttelsestid for elektrolysatorerne, hvorfor ingen af disse scenarier har en økonomi, der gør det realistisk at anvende importeret el som hovedenergi-kilde for produktion af brint. Som energimæssig supplement til et eksisterende brintsystem, hvor der allerede er indført elektrolysatorer for konvertering af anden overskudsenergi til brint, kan import af el derimod være interessant. I et sådant system vil prisen, der kan betales for import-el, være afhængig af anvendelsen af brinten. Eksempelvis må prisen på importeret el komme op på ca. 20 øre/kWh ved anvendelse af brint i transportsektoren.

8.1.5 Sammenligning af produktionsscenarier

I de foregående afsnit er beskrevet en række partielle scenarier, hvor brint er produceret på basis af vindenergi, ved konstant drift på konventionelle værker eller kulforgasningsanlæg, samt på basis af importeret el.

I det følgende gives en summarisk sammenligning af disse partielle scenarier ud fra prisen på den producerede brint, samt for lagringsforholdene ved de forskellige produktionsmetoder. Endelig knyttes nogle få kommentarer til de miljømæssige konsekvenser.

For brintprisen tager sammenligningen udgangspunkt i Figur 8.16, der viser udviklingen i produktionsprisen for brint som funktion af den producerede brintmængde.



Figur 8.16 Brintproduktionspris som funktion af produceret brintmængde ved forskellige brintproduktionsmetoder.

Følgende brintproduktionsteknologier betragtes i figuren:

- Vindenergi og elektrolysatorer som basis for brintproduktion. Kapacitetsværdien for vind er henholdsvis 0 og 25%. En realistisk kapacitetsværdi vil formodentlig være et sted midt imellem.
- Elektricitet fra konventionelle værker i konstant drift og elektrolysatorer danner basis for brintproduktionen. Værkerne er vurderet såvel ud fra forventede konventionelle omkostninger som ud fra en forventning om en reduktion af investeringsomkostningerne ved de såkaldte kværneværker.
- Kulforgasningsanlæg med shift-proces producerer brinten. Produktionsprisen for brint er vurderet såvel ved installation af integrerede kulforgasningsanlæg med shiftproces, som marginalt hvor blot shift-processen installeres på et eksisterende kulforgasningsanlæg.

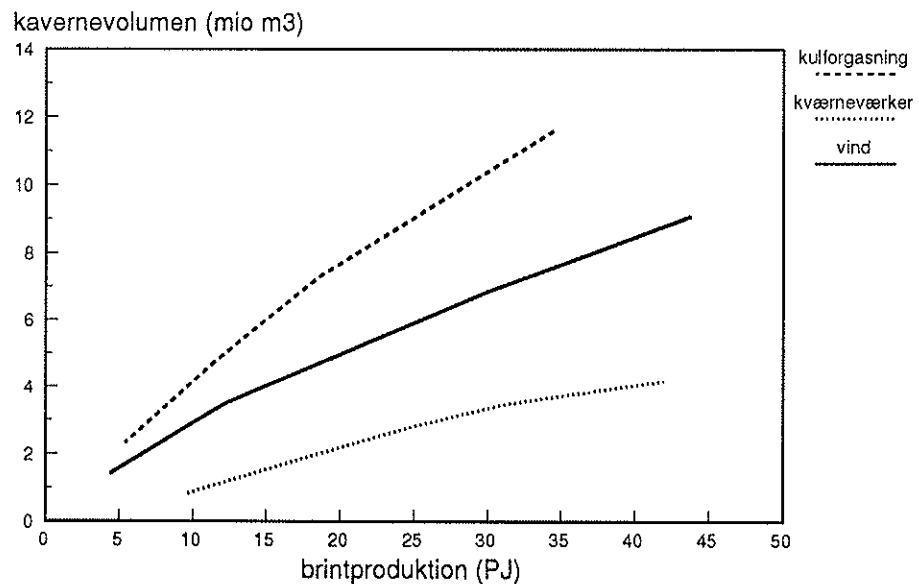
Produktionsprisen for brint på basis af importeret el er ikke indregnet i figuren, da denne er helt afhængig af anvendelsen af brinten.

Følgende kommentarer skal knyttes til Figur 8.16:

- Såfremt investeringsomkostningerne ved de konstante værker kan reduceres med 2000 kr./kW i forhold til konventionelle værker, kan der ved brug af denne teknologi produceres brint temmeligt billigt. Selv en mindre produktion af brint (10 PJ) forudsætter dog en betydelig installeret effekt af konventionelle værker i konstant drift.
- Anvendelse af kulforgasningsanlæg med shift-proces synes lovende. Dette gælder specielt, hvis kulforgasningsanlægget eksisterer i forvejen, og kun shift-delen skal installeres.
- Uafhængigt af kapacitetsværdien for vindkraft ender kombinationen vindenergi og elektrolysatorer med en produktionspris for brint i den høje ende.

Vindenergien bidrager med en markant reduktion af CO₂-emissionen. Såvel for kulforgasningsanlæg som kværneværker vil en eventuel produktion af brint øge emissionen af CO₂, uafhængigt af anvendelsen af brinten. Hvis forgasningsanlæggene derimod bruger biomasse som forgasningsmateriale, vil CO₂-emissionen i systemet falde.

Figur 8.17 viser lagerbehovet ved de forskellige brintproduktionsmetoder. Det er antaget, at brinten afsættes i et jævnt forløb over året. Som det fremgår af figuren, er lagerbehovet mindst, når brinten produceres på konventionelle værker i konstant drift, de såkaldte kværneværker. Dette skyldes, at brinten her produceres rimeligt i fase med brintforbruget. Brintproduktionen på basis af såvel vind som kulforgasning er derimod sæsonbestemt, og specielt ved kulforgasningen foregår produktionen af brint i sommerhalvåret. Der er derfor her behov for store lagre.



Figur 8.17 Lagerbehov som funktion af brintproduktion ved forskellige brintproduktionsmetoder.

8.2 Forbrugsscenarier

Forbrugsscenarierne er opstillet for at analysere mulighederne for at anvende brint i det danske energisystem. Anvendelsen af brint i el- og varmesektoren analyseres, primært for at kunne separere problemerne med transporten af brint over længere afstande. Således opstilles to geografisk væsentligt forskellige scenarier:

- Anvendelse af brint i centrale el- og varmeanlæg, hvor såvel forbrug som forsyning kan placeres samme sted, hvorfor transport af brinten i det væsentlige kan undgås.
- Anvendelse af brint i decentrale eller lokale el- og varmeproducerende anlæg. Det vil her være nødvendigt med enten et brintransportsystem (f.eks. anvendelse af naturgasnettet) eller en decentral/lokal lagring af brinten.

Endelig vil anvendelse af brint til erstatning af konventionelt transportbrændsel blive analyseret.

Forbrugsscenarierne opstilles som såkaldte partielle scenarier, hvor de enkelte forbrugsteknologier indføres enkeltvis i øko-basisscenariet, og konsekvenserne heraf teknologisk, økonomisk og miljømæssigt vurderes i forhold til øko-basis. For at kunne opstille forbrugsscenarierne for brint er det dog nødvendigt at fastlægge en forsyning med brint. I indeværende analyse er det antaget, at brinten er produceret i de nødvendige mængder i en jævn strøm over året, og at brinten a priori ikke er prissat, d.v.s. som udgangspunkt er brinten gratis. Det centrale nøgletal i disse analyser bliver derfor den pris, der kan betales for brinten, når systemomkostningerne skal være de samme som i øko-basis ("break-even" prisen for brint). Jo højere brintprisen er, jo bedre bliver økonomien ved introduktion af brint. Ved at opstille forbrugsscenarierne på denne måde er forbrugsmulighederne vurderet adskilt fra forsyningsmulighederne.

8.2.1 Anvendelse af brint på centrale el- og varmeproduktionsanlæg

I dette scenarie anvendes brinten til produktion af el og varme på centrale anlæg. Brinten anvendes som brændsel i fastoxidbrændselsceller (SOFC). Andre brintforbrugsmuligheder, som eksempelvis gasturbiner, kan ligeledes producere el og varme på basis af brint, men da elvirkningsgraden ikke er så høj for gasturbiner som for brændselsceller, er sidstnævnte foretrukket som den mest interessante. Brintlagringen foregår i kaverner i umiddelbar tilknytning til produktions- og forbrugsstedet. Investeringer til evt. kortdistance transport er ikke medtaget.

Fastoxidbrændselscellerne har en høj elvirkningsgrad på ca. 65% og en total virkningsgrad på ca. 95%. For at udnytte den høje elvirkningsgrad indsættes brændselscellerne i produktionsstrategien til at køre elbundet, men leverer varmen når der er behov herfor. I perioder uden varmebehov centralt i systemet vil der være overproduktion af varme (varmeoverløb).

Tabel 8.7 viser de centrale karakteristika for indførelsen af brændselsceller i elsystemet. Den installerede effekt af brændselscellerne forøges trinvis fra 500 MW til 2000 MW, og konsekvenserne heraf vurderes. 2000 MW udgør ca. 25% af den totale installerede elkapacitet i øko-basisscenariet i år 2030.

Tabel 8.7 Systemdata ved indførelse af centrale brændselsceller.

Installeret effekt (MW)	500	1000	1500	2000
Brintforbrug (PJ/år) *	19	38	57	75
Eldækning via brændselsceller (%)	9	19	28	36
Varmedækning via brændselsceller (%)	8	17	25	33
Varmeoverløb (%) **	0,3	1,9	4,1	6,5
Benyttelsestid (h/år)	6856	6897	6873	6729

* Brændselscellernes brintforbrug.

** Varmeoverløb der fremkommer i energisystemet som følge af elbunden drift af brændselscellerne.

Både el- og varmedækning på basis af brændselscellerne kommer op på ca. 1/3 af henholdsvis elmarkedet og det centrale varmemarked (eksklusiv decentrale og lokale varmemarkeder). Benyttelsestiden for brændselscellerne er høj, men ved den stigende installerede effekt medfører dette til gengæld en faldende benyttelsestid (og dermed en dårligere udnyttelse) af konventionelle udtagsanlæg. Installationen af brændselscellekapacitet erstatter fuldt ud konventionel udtagskapacitet ved dimensionering efter elbehovet.

Introduktionen af elbundne brændselsceller medfører et stigende varmeoverløb, jvf. Tabel 8.7. Sådanne varmeoverløb kunne elimineres ved indførelse af varmelagre i systemet. Centrale varmelagre er ikke inddraget i indeværende analyse.

Break-even prisen for brint er angivet i Tabel 8.8. En større installeret effekt af brændselsceller påvirker ikke prisen markant.

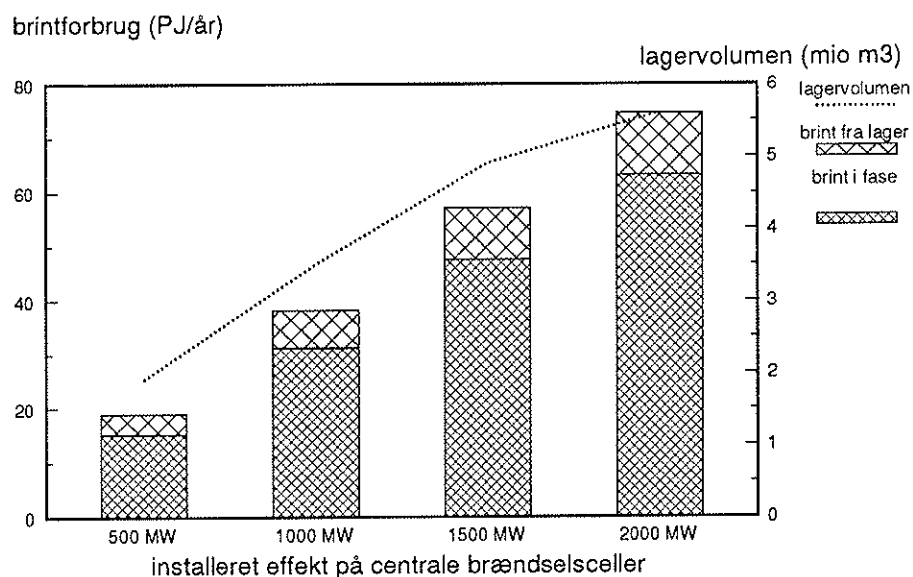
Tabel 8.8 Break-even prisen for brint anvendt i centralt placerede brændselsceller.

Installeret effekt (MW)	500	1000	1500	2000
Break-even pris for brint (kr./GJ) *	31,6	30,3	30,1	30,1

* Tilladelig pris for brint som brændsel, for at brintbaserede brændselsceller er attraktive økonomisk set i energisystemet.

Indførelse af brintbaserede brændselsceller til central el- og varmeproduktion fortrænger primært produktion på kulfyrede anlæg. Derfor har indtrængningen af brændselsceller en markant effekt på CO₂-emissionen, som ved en installeret effekt på 2000 MW reduceres med næsten 20% af de totale emissioner fra energisystemet år 2030, forudsat at brinten produceres uden CO₂-emission.

Figur 8.18 viser konsekvenserne for lagringen af brint ved en stigende installeret effekt af brændselsceller. Andelen af brintforbruget, der dækkes ved træk fra lageret, falder gradvis fra 20% ved 500 MW til 15% ved 2000 MW installeret effekt af brændselsceller. Ved 2000 MW svarer dette til et lagervolumen på 5,6 mio. m³ (geometrisk volumen) eller ca. 12 lagre på størrelse med de store kaverne i Lille Thorup naturgaslageret. Som nævnt er det antaget, at brintproduktionen foregår i en jævn strøm over året, og lagerbehovet er vurderet i forhold til dette.



Figur 8.18 Brintforbrug i fase og fra lager som funktion af installeret effekt på centrale brændselsceller

8.2.2 Anvendelse af decentrale og lokale brintbaserede brændselsceller

Muligheden for at anvende brintbaserede brændselsceller decentralt og lokalt er bestemt af varmemarkederne. Eksisterende decentrale kraftvarmeværker kører i modtryk og leverer således el afhængig af den nødvendige varmeproduktion, normalt tilkoblet et varmelager. Det er i denne analyse forudsat, at brændselscellerne kører en tilsvarende strategi - modtryksdrift for levering af el og varme såvel decentralt som lokalt.

De decentrale og lokale varmemarkeder bliver således bestemmende for den kapacitet af brændselsceller, der kan installeres. Det decentrale varmemarked udgør i øko-basis ca. 22 PJ, som umiddelbart kan dækkes med varme fra brændselsceller. Ses der på det lokale varmemarked, udgør den del, der er tilknyttet naturgasnettet, ca. 20 PJ eller godt 40% - den resterende del på knap 60% udgøres af olie- og halmfyr, elvarme m.v.

På de decentrale og lokale varmemarkeder eksisterer der to forskellige muligheder for anvendelse af brintbaserede brændselsceller:

1. Anvendelse af naturgasnettet som brintdistributionssystem. Brinten kan således produceres enten centralt eller decentralt/lokalt (eventuelt på elektrolysatorer) og gennem nettet sendes til forbrugsstedet - samtidigt kan der anvendes centrale brintlagre (kaverner) med tilknytning til nettet. Decentralt kan kraftvarmeværkerne med brintbaserede brændselsceller tilsluttes naturgasnettet, lokalt kan naturgasfyr erstattes af kraftvarmeproducerende brændselsceller.
2. Naturgasnettet kan ikke anvendes som distributionssystem, hvorfor decentral/lokal anvendelse af brint vil være baseret på decentral/lokal lagring af brint kombineret enten med decentral/lokal brintproduktion eller distribution af brint til forbrugsstedet, enten i form af rør (decentralt) eller i lighed med olietransporter (lokalt). Lagringen af brinten kan foregå i tryktanke. En decentral/lokal produktion kan finde sted på elektrolysatorer.

Som nævnt udgør det lokale naturgasvarmemarked ca. 20 PJ - anvendes naturgasnettet til brintdistribution, er det således muligt at erstatte naturgasfyrd med lokalt placerede brændselsceller på dette marked. Anvendes naturgasnettet ikke, vil indtrængningen af brintbaserede brændselsceller på det lokale naturgasmarked afhænge af de tekniske og økonomiske forhold for lokal produktion og lagring af brint - forhold der er meget vanskelige at kvantificere i dag.

I det følgende vil en indtrængning af brændselsceller på henholdsvis det decentrale som det lokale varmemarked blive analyseret under forudsætning af, at naturgasnettet anvendes til transport af brinten. En decentral/lokal anvendelse af brint uden brug af naturgasnettet til distribution vil ikke blive analyseret - givet er det dog, at omkostninger ved decentral/lokal lagring i tryktanke vil overstige omkostninger ved lagring i kaverner i forbindelse med brug af naturgasnettet, hvorfor de fundne omkostninger vil udgøre minimum ved decentral/lokal anvendelse af brint.

Anvendelse af brint i decentrale brændselsceller

I det følgende betragtes en indtrængning af brintbaserede brændselsceller på det decentrale varmemarked med anvendelse af naturgasnettet til distribution af brinten. Tabel 8.9 viser de væsentligste karakteristika for den decentrale anvendelse. Brændselscellernes dækning af det decentrale varmemarked forøges gradvist til at udgøre 50%, hvilket svarer til en brændselscellekapacitet på knap 1300 MW_{el} og en levering af ca. 11 PJ varme. På det totale elmarked dækker de decentrale brændselsceller ved samme installerede effekt knap 14%.

Tabel 8.9 Karakteristika for decentral anvendelse af brændselsceller.

Installeret effekt (MW)	425	850	1275
Brintforbrug (PJ/år) *	10	20	30
Eldækning via brændselsceller (%) **	5	9	14
Varmedækning via brændselsceller (%) ***	17	33	50

* Brændselscellernes brintforbrug.

** Den del af det totale elforbrug, der dækkes af de decentrale brændselsceller.

*** Den del af det decentrale varmeforbrug, der dækkes af de decentrale brændselsceller (brændselscellerne kører varmebundne).

Tabel 8.10 viser systemdata for decentrale og centrale el- og varmeproducerende anlæg. Benyttelsestiden for brændselscellerne bliver godt 4000 h/år, svarende til benyttelsestiden for øvrige decentrale anlæg. På grund af den høje elvirkningsgrad for brændselscellerne vil en større andel af elproduktionen findes sted på decentrale anlæg, hvilket naturligvis medfører, at elproduktionen på centrale anlæg falder.

Samspillet mellem de decentrale brændselsceller i modtryksdrift og de konventionelle udtagsværker giver sig udslag i to forhold. For det første udnyttes de konventionelle værker dårligere - benyttelsestiden falder omend ikke markant. For det andet medfører installationen af brændselscellekapacitet ikke fuld fortrængning af konventionel kapacitet. Som det fremgår af Tabel 8.10, er det kun den lave indtrængning af brændselsceller, der giver fuld kapacitetsfortrængning (425 MW). Ved en installeret effekt på 1275 MW erstattes kun ca. 975 MW konventionel kapacitet. Dette skyldes primært varmebindinger i systemet.

Tabel 8.10 Systemdata for decentrale og centrale el- og varmeproducerende anlæg.

Installeret effekt (MW)	425	850	1275
Benyttelsestid, brændselsceller (h/år)	4033	4033	4033
Benyttelsestid, centrale udtagsværker (h/år)	5321	5241	5177
Kapacitet på centrale udtagsværker (MW)	6120	6030	5930
Kapacitet på decentrale værker inkl. brændselsceller (MW)	1120	1380	1600
Kapacitetsfortrængning (MW)	425	670	975

En stigende brændselscellekapacitet er således medvirkende til en dårligere udnyttelse af el- og varmesystemet. Det medfører derfor en dårligere økonomi, jo flere decentrale brændselsceller der er i systemet. Dette fremgår af Tabel 8.11, der viser break-even prisen for brint leveret til decentrale brændselsceller. Som det fremgår, bliver økonomien dårligere, jo mere brændselscellekapacitet der indføres - break-even prisen for brint bliver lavere.

Tabel 8.11 Break-even prisen for brint leveret til decentrale brændselsceller.

Installeret effekt (MW)	425	850	1275
Break-even pris for brint (kr./GJ) *	37	28	27

* Tilladelig pris for brint som brændsel for at brintbaserede brændselsceller er attraktive økonomisk set i energisystemet.

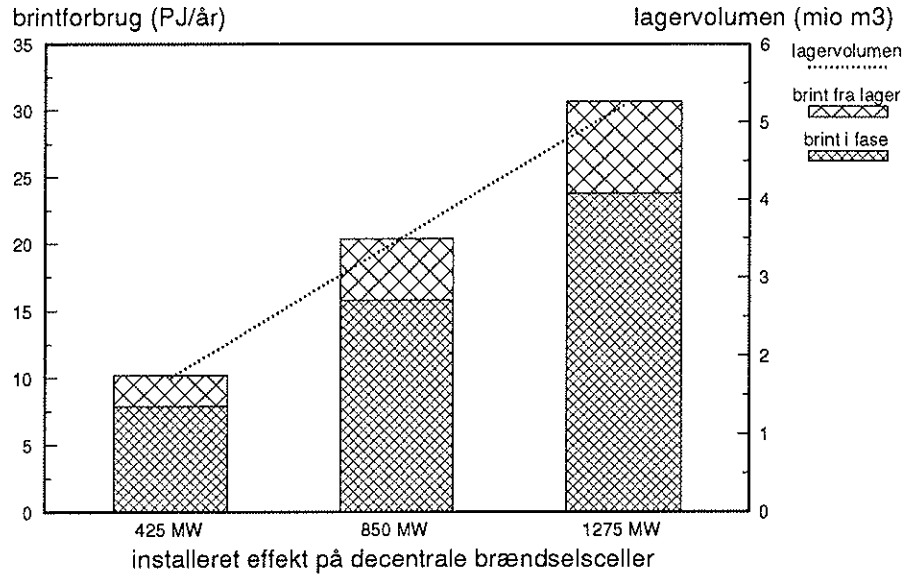
Produktionen på de decentrale brændselsceller fortrænger primært el- og varme-produktion på andre decentrale anlæg, men da elvirkningsgraden er højere end på sædvanlige decentrale anlæg, fortrænges også nogen elproduktion på centrale værker. Da decentrale anlæg i øko-basisscenariet anvender naturgas og bio-brændsler, er det begrænset, hvor stor CO₂-reduktionen er ved anvendelse af brintbaserede brændselsceller. Ved en installeret kapacitet på 1275 MW_{el} er den relative CO₂-reduktion kun godt 3% i forhold til referencen.

Figur 8.19 viser lagerbehovet ved anvendelsen af brintbaserede brændselsceller. Brintmængden, der dækkes ved træk på brintlageret dækker 22,5% af forbruget uafhængigt af mængden af installeret brændselscelleeffekt. Dette skyldes, at brændselscellernes produktion (og dermed brintforbrug) følger varmebehovet, som er lagt ind som en fast profil over året. Heraf følger, at det relative lagerbehov vil være konstant. Ved 1275 MW installeret brændselscelleeffekt vil lagerbehovet være 5,2 mio. m³, svarende til godt 10 kaverner.

Anvendelse af brint på lokale brændselsceller

I dette afsnit analyseres anvendelse af lokale brintbaserede brændselsceller med brug af naturgasnettet til distribution af brinten. Brændselscellerne erstatter lokale naturgasfyr.

Som nævnt udgør det lokale naturgasnet ca. 20 PJ varme i øko-basisscenariet. Som vist i Tabel 8.12 dækkes gradvist ca. 2/3 af varmebehovet på dette marked med brændselsceller. De lokale brændselsceller er antaget at producere i modtryksdrift bundet af varmebehovet. Ved en dækning af godt 2/3 af det lokale naturgasvarmemarked (svarende til knap 1400 MW_{el} installeret brændselscelleeffekt), vil elproduktion fra brændselsceller svare til ca. 15% af det totale elbehov.



Figur 8.19 Lagerbehov som funktion af installeret effekt på decentrale brændselsceller.

Tabel 8.12 Karakteristika for lokal anvendelse af brændselsceller.

Installeret effekt (MW)	460	920	1380
Brintforbrug (PJ/år) *	11	22	33
Eldækning via brændselsceller (%) **	5	10	15
Varmedækning via brændselsceller (%) ***	23	46	69

* Brændselscellernes brintforbrug.

** Den del af det totale elforbrug, der dækkes af lokalt placerede brændselsceller.

*** Den del af det lokale naturgasbaserede varmeforbrug, der dækkes af de lokale brændselsceller (brændselscellerne kører varmebundne).

Analysen af lokale brændselsceller svarer i vid udstrækning til analysen af decentrale brændselsceller. Blot kompliceres indplaceringen yderligere af, at der i forvejen eksisterer en stor decentral modtryksproduktion af kraft og varme. Dette betyder, at samspilsproblemer med det øvrige system forstærkes. De første ca. 450 MW brændselsceller fortrænger således fuldt ud konventionel kapacitet, men derefter mindskes fortrængningen for ved 1380 MW brændselsceller kun at udgøre knap 2/3 (ca. 820 MW). Sammenholdes dette med en relativt dårligere udnyttelse af det konventionelle system, betyder det en lav break-even pris for brint, som det fremgår af Tabel 8.13. En eventuel anvendelse af reversible brændselsceller, der kan benyttes såvel som elektrolysatorer som brændselsceller, kan ændre dette billede betydeligt. Da det ikke har været muligt at indhente data for denne teknologi, er den ikke inddraget i analysen.

I Tabel 8.13 er der ikke indregnet evt. omkostninger ved brug af naturgasnettet til distribution af brinten.

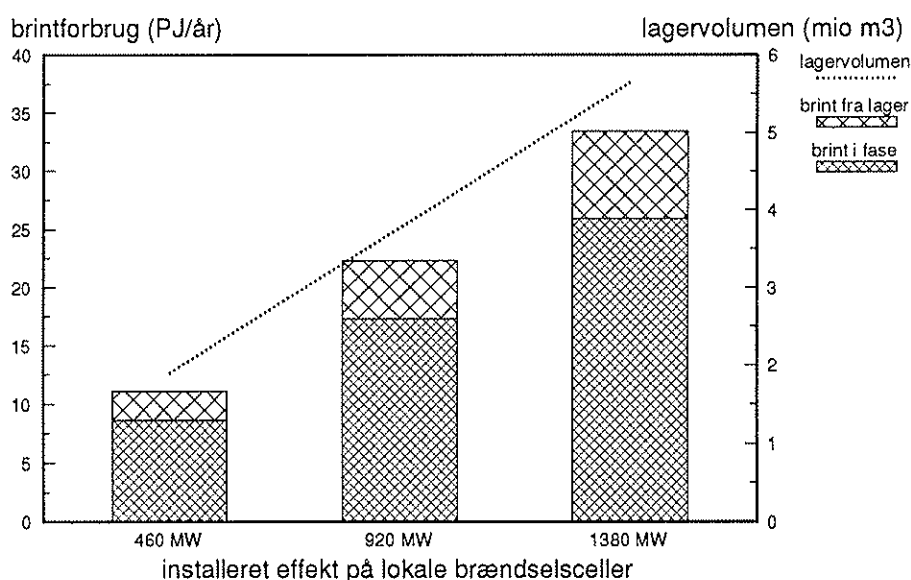
Da de lokale brintbaserede brændselsceller fortrænger naturgas, er CO₂-reduktionen begrænset. Den maksimale relative CO₂-reduktion udgør knap 6% af de samlede CO₂-emissioner fra energisystemet.

Tabel 8.13 Break-even prisen for brint leveret til lokalt placerede brændselsceller.

Installeret effekt (MW)	460	920	1380
Break-even pris for brint (kr./GJ) *	15	3	-2

* Tilladelig pris for brint som brændsel for at brintbaserede brændselsceller er attraktive økonomisk set i energisystemet.

Lagringsforholdene er vist i Figur 8.20 og svarer nøje til resultaterne fra de decentrale analyser. Det relative lagertræk udgør 22,5%, uafhængigt af den installerede brændselscelleeffekt. Ved 1380 MW installeret brændselscelleeffekt udgør det nødvendige lagervolumen 5,7 mio. m³, svarende til 11 kaverner på størrelse med Lille Thorup.



Figur 8.20 Lagerbehov som funktion af installeret effekt på lokale brændselsceller.

8.2.3 Anvendelse af brint i transportsektoren

Brint kan anvendes som drivmiddel i transportsektoren og her erstatte diesel eller benzin. Brinten kan enten anvendes som brændstof i en forbrændingsmotor eller som brændsel til biler baseret på brændselsceller. Biler, der kører på brint som drivmiddel, har en højere effektivitet end benzindrevne biler. I en almindelig forbrændingsmotor skyldes dette først og fremmest, at brint brænder bedre i luft og har bedre komprimeringsforhold end benzin. Maskintests har vist, at den termiske effektivitet ved forbrænding af brint er 15-50% bedre end forbrændingen af benzin. Hvis der tages hensyn til den tungere vægt af den brintdrevne bil, er den totale effektivitet alt i alt omkring 20% bedre i en brintdrevet bil end i en benzindrevet (ref. 113).

Energiforbruget i transportsektoren i Danmark frem til år 2030 fremgår af Tabel 8.14. Brændselsforbruget i transportsektoren er hentet fra Trafikhandlingsplanen.

Tabel 8.14 Opsplitning af transportenergiforbruget på transporttyper.

Energiforbrug (PJ)	1988	2010	2030
I alt transport	126,2	149,0	143,8
<i>Persontransport:</i>	85,5	99,2	92,9
- bil/benzin	61,2	74,7	70,3
- bil/diesel	8,0	11,1	11,1
- bil/LPG	0,6		
- bil/i alt	69,8	85,8	81,4
- bus/diesel	6,3	5,5	4,6
- tog/diesel	4,2	3,6	3,0
- tog/el	0,5	0,5	0,6
- tog/i alt	4,6	4,2	3,6
- færge/diesel	3,7	1,9	2,0
- fly/JP & benzin	1,0	1,7	1,3
<i>Godstransport:</i>	40,7	49,9	50,9
- varevogn/benzin	7,1	8,8	9,0
- varevogn/diesel	14,7	18,6	19,1
- varevogn (LPG)	0,4		
- varevogn/i alt	22,2	27,4	28,1
- lastvogn/diesel	16,7	20,8	21,4
- godstog/diesel	0,7	0,6	0,5
- godstog/el		0,2	0,1
- godstog/i alt	0,7	0,8	0,6
- fragtskib/fuel	1,1	0,9	0,8

Tabellen viser fordelingen af de forskellige brændselstypers anvendelse som drivmiddel inden for person- og godstransport. For år 2030 viser tabellen et dieselforbrug inden for persontransport på 20,7 PJ og 41 PJ inden for godstransport. Benzinforbruget til persontransport er 71,6 PJ og 9 PJ inden for godstransport.

Betragtes Tabel 8.14 med det formål at finde områder, hvor brint kan erstatte diesel eller benzin, vil det først og fremmest være den rutebundne trafik, der vil være interessant, idet der her vil kunne opnås en regelmæssig optankning knyttet til nogle få brinttankstationer. Udbygning med et omfattende brintfordelingssystem vil således ikke umiddelbart være nødvendigt. Ud af den rutebundne trafik vil busserne være en oplagt mulighed for konvertering til brint, idet disse kører i faste ruter. Godstransporten vil ligeledes kunne konverteres til brint, uden at der skal etableres brintnet. Endelig vil også den indenlandske flytrafik og færgerne kunne bruge brint som drivmiddel.

Det samlede potentiale for anvendelse af brint i transportsektoren uden etablering af større brintdistributionsnet er vist i Tabel 8.15. Det ses, at der med etablering af et overskueligt antal brintoptankningsstationer kan erstattes ca. 25% af det totale energiforbrug i transportsektoren med brint.

Hvis der opbygges et landsdækkende brintforsyningsnet med tankstationer, vil det være muligt at konvertere op imod 100% af personbilerne til at anvende brint som drivmiddel, svarende til omkring 81 PJ eller godt halvdelen af det totale energiforbrug i transportsektoren.

Tabel 8.15 Muligheder for erstatning af transportbrændsel med brint, eksklusiv personbiltransporten.

	År 2030		
	Forbrug PJ	Kan erstattes med brint %	Brintforbrug PJ
Bus	4,6	90	4,1
Varevogne	28,1	75	21,1
Lastvogne	21,4	25	5,4
Ind.fly	1,3	100	1,3
Færge	2,0	100	2,0
Tog	4,2	0	0
I alt	61,6	-	33,9

I Tabel 8.15 er det antaget, at det er diesel, der substitueres af brint. Ud fra et økonomisk synspunkt vil det være mere fordelagtigt at indføre brint som substitution for benzin, idet benzin vil være dyrere end diesel i år 2030, ifølge fremskrivningen fra Energi 2000.

CO₂-emissionen fra transportsektoren totalt udgør omkring 11 mio. tons. Ved at konvertere en stor del af rutetransporten til brint svarende til Tabel 8.15 kan der opnås en CO₂-reduktion på 2,6 mio. tons eller en reduktion på omtrent 25% i forhold til den totale CO₂-emission fra transportsektoren.

Fremstillingsmetoden for brinten har stor betydning for CO₂-emissionen i det totale system, men er ikke taget i betragtning i ovenstående.

8.2.4 Sammenligning af forbrugsscenerier

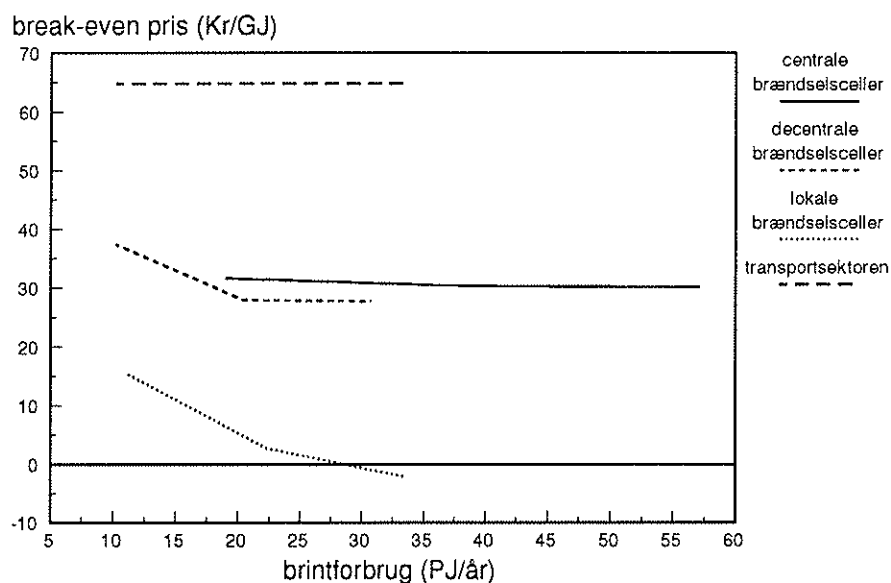
I de foregående afsnit er der analyseret 4 partielle muligheder for anvendelse af brint:

- Anvendelse af brint i centrale brændselsceller.
- Anvendelse af brint i decentrale brændselsceller med brug af naturgasnettet til distribution af brinten.
- Anvendelse af brint i lokale brændselsceller til erstatning for naturgasfyr, og hvor naturgasnettet anvendes til distribution af brinten.
- Anvendelse af brint i transportsektoren.

I det følgende vil disse 4 analyser summarisk blive sammenlignet, hvad angår break-even prisen på brinten, CO₂-reduktioner og de lagringsmæssige konsekvenser.

Figur 8.21 viser break-even prisen på brint afhængig af brintforbruget.

Som nævnt er break-even prisen udregnet som den pris, der omkostningsmæssigt ligestiller det partielle scenarie med øko-basisscenariet. En højere pris er således synonym med en bedre økonomi ved introduktion af brint.



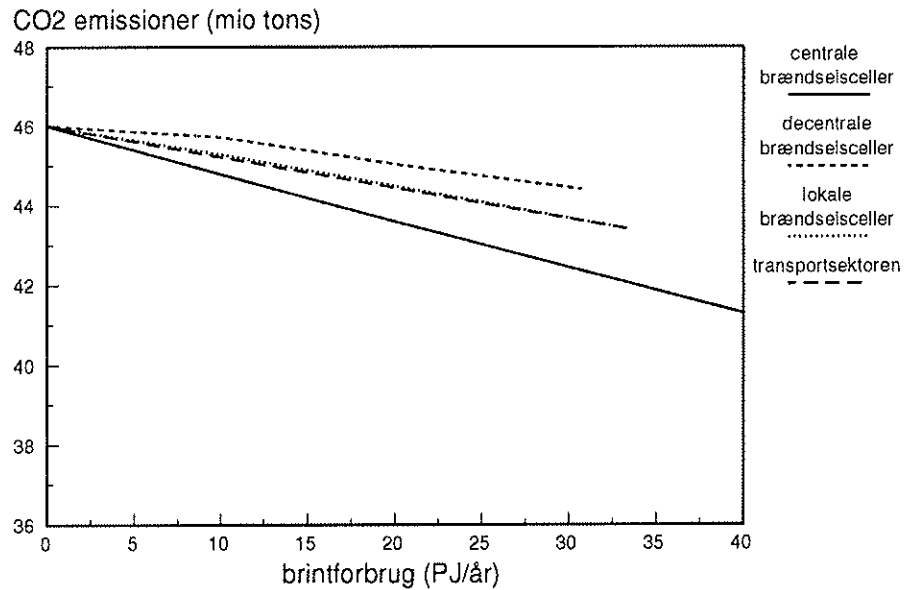
Figur 8.21 Break-even prisen på brint, afhængig af brintforbruget.

Følgende punkter bemærkes af Figur 8.21:

- Break-even prisen for brint i transportsektoren er sat lig dieselpriisen, idet brinten antages at aftages jævnt over året, og der således ikke indgår udgifter til lagring af brinten. Omkostninger til omstilling af motorer og til optankningsstationer er ikke indregnet i transportanalysen. Anvendelsen i transport giver den markant højeste break-even pris.
- Ved en mindre anvendelse af brint i elsystemet (< 10 PJ) er break-even prisen højest for decentrale brændselsceller. Dette skyldes hovedsageligt, at der her fortrænges det dyreste brændsel, samtidigt med at anvendelsen i mindre skala giver en god systemeffektivitet.
- Ved større anvendelse af brint (> 10 PJ) i elsystemet synes centrale brændselsceller mere relevante, omend break-even prisen er markant lavere end i transportsektoren.
- Lokale brintbaserede brændselsceller synes vanskelige at indpasse. Dette skyldes primært konkurrence med eksisterende decentrale kraftvarmeanlæg.

Figur 8.22 viser implikationerne af de forskellige scenarier for CO₂-reduktionen i forhold til øko-basisscenariet. Det skal her bemærkes, at der ikke er taget hensyn til, hvorledes brinten er produceret.

Da centrale brændselsceller primært fortrænger kul, er det her, der kommer den højeste CO₂-reduktion ved anvendelsen af brint. Ved en markant satsning på brint kan den totale CO₂-emission år 2030 reduceres med op til 20%. De decentrale brændselsceller bidrager mindst til CO₂-reduktionen, da brinten her fortrænger naturgas og bio-brændsler. I transportsektoren medfører introduktionen af brint som brændsel en stor CO₂-reduktion, men da transportsektoren kun udgør en mindre del af det totale energisystem, viser figuren ikke så stor en CO₂-reduktion fra transportsektoren. Kurverne for transportsektoren og de lokale brændselsceller falder sammen.



Figur 8.22 Implikationerne af de forskellige scenarier for CO₂-reduktionerne i forhold til referencescenariet.

Endvidere skal det bemærkes, at ved indpasning af brændselsceller i elsystemet opnås den højeste systemeffektivitet ved anvendelse af brint i centrale brændselsceller. Det er også her, der opnås den største investeringseffekt, idet centrale brændselsceller fuldt ud fortrænger konventionel kapacitet, hvilket ikke er tilfældet med decentrale og lokale brændselsceller.

Lagringsmæssigt er der ingen markant forskel på de tre muligheder for anvendelse af brint i elsystemet. Ved stor-skala anvendelse synes centrale brændselsceller dog at have en fordel, idet det relative lagringsbehov falder til 15% sammenlignet med godt 22% for decentral og lokal anvendelse. Disse betragtninger skal dog sammenholdes med antagelsen om den over året givne konstante brintproduktion. Lagringsmæssigt har det ikke været muligt at vurdere transportanvendelsen.¹

1. I analyserne er både transportbehovet og brintproduktionen antaget at være jævnt fordelt over året.

9 Risiko ved brug af brint som energibærere

9.1 Sikkerhedskarakteristik af stoffet brint

Dette kapitel tager udgangspunkt i Österbergs oversigtsbog (ref. 101), som imidlertid er læst med risikøjne: hvilke egenskaber ved stoffet er væsentlige for sikkerheden, og hvorledes kan man håndtere brint sikkert i energisystemer? Til udbygning af risikobilledet er tillige studeret cases med brint-uheld.

9.1.1 Generiske risikoforhold

Brint er en energibærer, der reagerer let med ilt. Følgende egenskaber må derfor tages i betragtning, når risikoen ved at bruge brint som energibærer skal vurderes:

- Brint har et bredt antændelighedsområde, d.v.s. blandingen af brint og luft er antændelig i meget forskellige koncentrationer (4-75 vol%).
- Den nødvendige energi til at tænde blandinger af brint og luft er meget lille (0.02 mJ).
- I en temmelig stor del af blandingsområdet er blandingerne af ilt og brint eksplosive (18.3-59 vol%).

De fleste sikkerhedsbestrebelse går derfor ud på at opretholde adskillelsen af de to reaktanter ilt og brint samt at undgå kontakt med tændkilder.

Brint kan også danne eksplosive blandinger med chlor, men det vil under normale forhold ikke være noget væsentligt problem.

En anden egenskab ved brint, der kan give problemer med håndteringen, er at stoffet er let bevægeligt. Små molekyler og lav viskositet betyder, at brint let trænger gennem meget små utætheder. Derudover har brint en lav vægtylde, hvilket medfører, at brint stiger hurtigt til vejrs i luft.

Tæthedskravene for brint er større end for næsten alle andre luftarter. Den lave massefylde betyder, at indendørs brintudslip kan blive meget problematiske, idet stoffet breder sig til overliggende etager, og dele af udslippet tilbageholdes en tid under lofterne.

9.1.2 Teknologisk betingede sikkerhedsproblemer med brint

Brintskørhed i metaller

Brinten kan fremkalde skørhed ved sin indtrængen i forskellige metaller. De nøjagtige mekanismer kendes ikke, men man har god viden om, hvilke metaller og legeringer, der er meget følsomme (f.eks. Ni-legeringer), og hvilke der er lidt følsomme (f.eks. Cu-legeringer).

Valget af konstruktionsmateriale til tankvægge, rør, ventiler o.l. må derfor foretages omhyggeligt under hensyntagen til de faktorer, som har indflydelse på udviklingen af brintskørhed (f.eks. temperaturer, tryk, trykvariation, materialernes kemiske sammensætning og mikrostruktur, konstruktiv udformning).

Lav fortætningstemperatur

Brint kan i gasformig tilstand opbevares på tryktank, eller brinten kan fortættes og opbevares koldt i isolerede beholdere med normalt lufttryk. Brint bliver flydende ved 20K, under normalt tryk. Dette kan medføre en kondensering af den omgivende luft samt skørhed i konstruktionsmaterialerne p.g.a. den lave temperatur. Dette skal der derfor tages højde for ved opbevaring af flydende brint. I de i denne udredning behandlede scenarier er der imidlertid kun regnet med brint som energibærer i gasformig form, og der opstår derfor ikke problemer af denne art.

9.1.3 Brint og menneske

Brint er en ugiftig luftart og kan hverken ses, lugtes eller smages. Man kan ikke umiddelbart detektere et udslip af brint, og brinten kan derfor indirekte blive farlig, hvis man udsættes for at indånde brint i stedet for luft. Udslip af flydende brint kan dog ses af de sekundære effekter.

Tabel 9.1 viser en oversigt over vigtige stofparametre for brint, hentet fra Österberg (ref. 101). Værdierne for methan, der udgør hoveddelen i naturgas, angives til sammenligning.

Tabel 9.1 Oversigt over vigtige stofparametre

		H ₂	CH ₄
Massefylde	kg/m ³	0.0838	0.6512
Selvantændelsestemperatur	K	858	813
Min. energi for antændelse i luft	mJ	0.02	0.29
Antændelige blandinger m. luft	vol%	4-75	5.3-15
Flammetemperatur	K	2318	2148
Detonationsgrænser i luft	vol%	18.3-59	6.3-14
Effektiv forbrændingsvarme	mJ/kg	119.93	50.02
Varmefylde	kJ/kg K	14.89	2.22
Ekspløsiønsenergi, teoretisk	kg TNT/m ³	2.02	7.03
-	g TNT/g	24	11
Lydhastighed	m/s	1294	448
Emmissivitet	-	0.1	(1)

Sammenfattende kan man om brint og sikkerhed sige, at stoffet har mange praktiske fordele som energibærer, men brint stiller store krav til sikkerhedskontrollen. Sikkerhedskravet vil kunne gøre økonomien i nogle scenarier mindre attraktiv.

9.2 Uheldserfaringer

Brint anvendes i stort omfang i mange industriprocesser - f.eks. i ammoniaksyntese og hydrogeneringsprocesser.

Beskrivelser og nærmere udredninger af årsager og omstændigheder ved uheld i procesindustrien gives f.eks. i tidsskriftet Loss Prevention Bulletin (ref. 112), som udgives af The Institution of Chemical Engineers i England (tidsskriftet har undertitlen: articles and case histories from process industries throughout the world).

Der er i tidsskriftet, som er udkommet siden 1979, beskrevet 16 uheld med brint. Disse omfatter uantændte udslip, antændte udslip (brande) og nogle få tilfælde med eksplosioner i lukkede volumener. Nogle af disse uheld er beskrevet

kort i afsnit 9.2.1, og det er i de tilfælde, det er rimeligt, angivet, om det også ville være sket med andre gasarter.

En karakteristik af en særlig kategori af uheld - gasskyekspllosioner - er givet i afsnit 9.2.2.

9.2.1 Eksempler på uheld i procesindustrien

Uheld nr. 1 (ref. LPB No. 015). Elektrolyse-produceret brint føres til en vandforseglet gasbeholder (bufferbeholder), inden den komprimeres til 20 bar og herefter fyldes på trykflasker. På grund af et for stort brintforbrug i forhold til brintproduktionen - og utilstrækkeligt kontroludstyr - tømtes bufferbeholderen, vandforseglingen blev brudt, og en blanding af luft og brint blev tilført adskillige flasker. En voldsom eksplosion indtraf - formentlig p.g.a. den adiabatisk opvarmning i kompressoren.

Det bør bemærkes, at uheldet formentlig også ville være sket, hvis det havde været metan eller propan som havde været involveret. Uheldet kan således ikke siges at være brint-specifikt.

Uheld nr. 2 (ref. LPB No. 015). En procesvæske fordampes i en dampopvarmet varmeveksler og tilføres herefter brint. Som følge af en rørslækage i varmeveksleren trængte brint ud i dampsystemet og derfra via en utæt ventil ud til omgivelserne. Brinten blev antændt af ukendt tændingskilde.

Uheld nr. 3 (ref. LPB No. 015). En sprængplade på en hydrogeneringsreaktor gik i stykker p.g.a. træthedbrud. Udslip af brint til det fri blev ikke antændt.

Uheld nr. 4 (ref. LPB No. 015). Kommercielt fremstillet elektrolyse-brint fra trykflasker indeholdt fejlagtigt op til 2 ppm klorider. Brintens anvendelse som bæregas ved gaskromatografi gav på grund af kloridindholdet anledning til spændingskorrosion i en rustfri stålbeholders svejsesøm. En brand opstod.

Uheld nr. 5 (ref. LPB No. 021). Ved en fejlagtig forøgelse af temperaturen i en hydrogeneringsreaktor blev en afspærringsventil i brinttilførselsledningen lukket for at undgå en termisk "run-away" reaktion. Dette lykkedes imidlertid ikke, da ventilen ikke lukkede helt tæt. (Uheldet kunne være undgået ved anvendelse af to afspærringsventiler, hvor volumenet mellem ventilerne afluftes til et sikkert område).

Uheld nr. 6 (ref. LPB No. 021). En brintforsyning til en fabrik, bestående af 70 trykflasker tilsluttet en manifold via bøjelige ledninger, skulle udbygges med et trykaflastningssystem for at sikre flaskerne mod overtryk ved fyldning. For at kunne udføre denne modifikation skulle manifolden tømmes for brint. Hovedforsyningsventilen og samtlige flaskeventiler blev lukket, og udluftningen blev påbegyndt ved at løsne forskruingen mellem en flaske og dens tilslutningsledning. Den udstrømmende brint blev imidlertid antændt, og en voldsom brand opstod da adskillige flaskeventiler blev utætte p.g.a. varmpåvirkningen. Man formoder, at brinten blev antændt som følge af en elektrostatisk udladning, som opstod da forskruingen blev løsnet, og flasken herved blev elektrisk isoleret fra den jordede manifold (en gasstrøm med et indhold af metaloxid-partikler kan oplade ikke-jordede metalgenstande).

Uheld nr. 7 (ref. LPB No. 023). Et manometerrør på en brint-bufferbeholder gik i stykker, da trykket i denne blev øget. Den udstrømmende brint blev ikke antændt.

En undersøgelse viste, at manometerrøret var af kulstofstål, og at brudet skyldtes brintskørhed. Der er her tale om et uheld, som må betegnes som brint-specifikt.

Uheld nr. 8 (ref. LPB No. 023). Et produkt bestående af olie og brint med temperaturen 360°C blev under et tryk på 140 bar fremført i en rørledning af rustfrit stål. Et rør med en aflastningsventil var monteret på ledningen. Den første meter af dette rør var af rustfrit stål og herefter af kulstofstål, idet man her ikke forventede så høje temperaturer, at brintskørhed kunne udvikles. Et brud pga. brintskørhed indtraf imidlertid, og der opstod en brand. Dette uheld er som det foregående brint-specifikt.

9.2.2 Uheld ved udslip af brint til det fri - gasskyekspllosioner

Erfaringerne har vist, at ved større udslip af visse brændbare gasser og dampe til det fri - f.eks. af kulbrinter - kan der opstå en brændbar sky. En antænding af denne vil oftest resultere i en langsom forbrænding med varmestråling som det væsentligste faremoment. Under visse omstændigheder (f.eks. forsinket antænding og turbulensskabende forhold) kan forbrændingen imidlertid antage karakter af en eksplosion, dvs. forbrændingen forløber så hurtigt, at den giver anledning til en trykbølge. Et eksempel på en voldsom gasskyekspllosion er Flixborough-ulykken i England i 1974, hvor en stor cyclohexan-sky blev antændt. Eksplosionen dræbte 28 mennesker, sårede 89 og beskadigede 1821 huse.

Der er ikke eksempler på brintskyekspllosioner med meget ødelæggende effekt (ref. LPB No. 068); men eksplosioner med nogen ødelæggende effekt er forekommet. I LPB No. 068 gives fem eksempler på brintskyekspllosioner. Den ene fandt sted under et eksperiment ved Los Alamos Scientific Laboratory, Jackass Flats, Nevada, i 1964. En brintmængde på ca. 1000 kg i en beholder med initialtrykket 230 bar blev via en dyse frigivet til atmosfæren. Udstrømningshastigheden blev efter 10 sekunders forløb reduceret fra 55 kg/s til en lavere værdi. Efter 26 sekunders forløb - da udstrømningshastigheden var 16 kg/s - indtraf en spontan antænding. Man skønnede, at den brændbare del af skyen på dette tidspunkt indeholdt ca. 90 kg brint. Eksplosionen foranledigede sprængte vinduer i op til 60 meters afstand og mindre beskadigelser af strukturelle bygningselementer.

De øvrige fire brintskyekspllosioner, som er nævnt i LPB No. 068, fandt sted efter udslip til det fri fra fejlede komponenter i industrieanlæg (ventilfejl, revne i tank, ledningsbrud). Den mest voldsomme af disse eksplosioner forårsagede vinduessprængninger i op til 240 meters afstand og herudover kun mindre bygningsskader.

9.2.3 Konklusioner vedrørende industriuheld med brint

De beskrevne uheld skyldes tekniske fejl og/eller operatørfejl og/eller fejlmekanismer, der dybest set kan karakteriseres som design-fejl. I de fleste tilfælde, hvor der har været brintudslip, er dette blevet antændt. At tændingsenergien for brint er meget lav synes at være afspejlet i uheldsbeskrivelserne ved, at man ikke i nogen af tilfældene har kunnet identificere tændingskilden.

Antændingssandsynligheden er på grund af den lave tændingsenergi større ved et brintudslip end ved et udslip af f.eks. metan eller propan under samme forhold (samme udstrømning, omgivelser og energikilder). Ved brintudslip bør man altid påregne, at antænding sker.

Da brint har et bredt brændbarhedsområde (blandinger af brint og luft er antændelige i koncentrationer på 4-75 vol%) og en høj flammehastighed, kan gasskyekspllosioner ske med væsentlig mindre mængder brint end med de fleste kulbrinter. På den anden side vil et langvarigt brintudslip næppe give anledning til

en stor sky før antænding på grund af den lette antændelighed af brint. At brint er lettere end luft fremmer også spredningen.

I brinthåndteringsanlæg er det praksis, at brintafkast fra sikkerhedsventiler og trykaflastningsventiler føres til en ventilationsskorsten eller til en flare. Af hensyn til muligheden for dannelse af en brændbar sky ved ventilering anbefales det i ref. 111, at man benytter flare, hvis udstrømningshastigheden er større end 0.5 kg/s.

9.3 Tværgående "hazop" for anvendelse af brint i energisystemet

De uheldige virkninger ved anvendelsen af brint som energibærer, som man først og fremmest må opsoge, vil være, når brand eller eksplosion kan skade mennesker eller miljø umiddelbart. Det leder specielt opmærksomheden hen på

- produktion eller lagring af brint i befolkede områder
- brint anvendt i husholdninger
- brint anvendt som drivmiddel i transportmidler
- distribution af brint.

Store centrale anlæg for produktion og for lagring af brint kan placeres på afstand af befolkning, trafikanter o.l. Det vil ligeledes i noget omfang være muligt at indrette og automatisere anlæggene således, at operatørkontakten holdes lav.

I modsætning hertil får man ved decentral anvendelse af brint og i tilfælde med omfattende distribution bredere kontakt med brugerne. Det vil både fordr små brintmængder og stærk sikkerhedskontrol i hele driftsledet.

Følgende risikoområder er beslægtet med anvendelsen af brint som energibærer:

- flydende gas i tanke (lager, transport)
- flydende gas som drivmiddel (bil)
- distribution af bygas og naturgas
- ammoniak i lagertanke (tryk-, kold-) og i transporttanke.

Der forekommer undertiden uheld med flydende gas i tanke på grund af fejlbehandling, mishandling ved transport og lignende. Tilsvarende ulykker vil kunne ske med brint i tryktanke. Den frigjorte brint vil lettere antændes, men den vil til gengæld også have større opdrift.

På grund af det brede antændelighedsområde for brint vil tryktanke med brint som drivmiddel i biler være farligere end tilsvarende tanke med flydende gas, og der bør derfor forudsættes bedre sikring af systemet (tankstyrke, afspærring).

Distribution af brint i gasnet til private og til storbrugere er mere kritisk end distribution af sædvanlige gasblandinger. Brinten lækker gennem mindre utætheder end kulbrinterne, og brænder lettere. At bygas har været anset for acceptabelt i tidligere tid, medfører ikke automatisk accept af et tilsvarende sikkerhedsniveau i fremtiden. I øvrigt ændrer også andre forudsætninger sig: f.eks. medfører brugen af store motoriserede graveredskaber både større chancer for vilkårlig overgravning af gasledninger, end man kendte ved tidligere bygasanlæg, og for påfølgende antændelse af udslippet.

I Danmark opbevares ammoniak såvel i store tryktanke som i store koldtanke (-32°C). Man mener i dag, at nye tryktanke med NH₃ ikke bør anlægges nær folkemængder eller beboelsesområder. Risikoen for uheld med koldtanke anses for lavere. Brint er mere brandfarlig end den flydende gas, men da opdriften er væ-

sentlig større end for den flydende gas, vil risikoen for antændelse ved udslip fra udendørs placerede tanke mindskes.

Koldtanke med flydende brint er kendt teknologi (Dewar-kan) og har sine særlige problemer. Ved den meget lave temperatur fortættes atmosfærisk luft, og den flydende luft bliver særlig iltrig (kvælstoffet koger af blandingen). Spild af flydende brint bliver derfor ekstra problematisk, da blandinger af flydende brint og flydende ilt er potentielt eksplosive ifølge det amerikanske NFPA (Nat. Fire Prot. Agency).

Uanset den valgte tanktype må man - alene på grund af brandpotentialer - anbefale, at opbevaring af store brintmængder i tanke sker langt fra større folkekonzentrationer.

Scenarie-risici

Som allerede nævnt er det antaget, at man ved at anvende automatiske hjælpemidler og raffineret sikkerhedskontrol i vidt omfang kan reducere arbejdsrisikoen ved brintproduktion og brintlagring til et sådant lavt niveau, at det ikke er noget samfundsmæssigt signifikant problem. Hovedvægten i de følgende oversigtsmæssige vurderinger er derfor lagt på sikkerheden i forhold til almindelige borgere i skikkelse af beboere og trafikanter.

9.3.1 Central anvendelse af brint

Et scenarie med central anvendelse af brint kan karakteriseres ved produktion, lagring og konvertering af brint på store centrale enheder. Der vil kunne forekomme mindre distributionsledninger. Der er tale om store enheder til produktion og til konvertering, og lagringsmængderne er meget store.

På grund af de store brintmængder, der skal håndteres, må man operere med store sikkerhedszoner og således ikke etablere brintanlæggene i bymæssige områder.

Lagring under jorden i salthorste eller i aquiferer bedømmes som gunstigt set ud fra et sikkerhedsmæssigt synspunkt sammenlignet med store tryktanke. Imidlertid skal levering af brint fra et stort underjordisk lager kunne ske med rimelig hast til konverteringsanlæg og til distributionsnet. En ukontrolleret frigørelse af brint gennem hovedforsyningsledninger kan af det store lager holdes i gang en anseelig periode, men dette er ikke kritisk, hvis afstandskravene respekteres.

Mindre distributionsnet for brint kan anses for sikre, når systemerne er snævert afgrænsede med god kontrol.

Opbevaring af brint i geologiske formationer må specielt undersøges for de mulige konsekvenser for miljøet ved tryksætning og trykvariationer i undergrunden. Ligeledes bør det undersøges, om der kan ske reaktioner mellem brint og de geologiske omgivelser, som kunne udvikle eller frigøre uønskede stoffer til atmosfære eller grundvand eller føre til korrosion og påfølgende lækage i anlægskomponenter. De geologiske lagre kan ikke anses for helt tætte.

De vigtigste sikkerhedsaspekter ved produktion, lagring og anvendelse af brint på store centrale anlæg vil antagelig være at opretholde store sikkerhedsafstande samt at stille store krav til risikostyringen ved produktion og konvertering.

9.3.2 Decentral anvendelse af brint

Et scenarie med decentral anvendelse af brint kan karakteriseres ved en decentral produktion af brint, og ved at brinten lagres på produktionsstedet i tryktanke. Brinten kan også lagres i kaverner med tilknyttet distributionsnet.

En kombination af små enhedsstørrelser, god sikkerhedskontrol og tilstrækkelige sikkerhedsafstande gør det muligt at finde sikkerhedsmæssigt gode løsninger for sådanne anlæg.

Hvis lagring af brint i længere perioder skal ske decentralt eller lokalt for at udjævne sæsonvariationer i energiproduktion og- behov, vil der blive tale om store brintmængder i tryktanke. Sådanne tankanlæg vil være farlige, og bør derfor indrettes som små tankenheder med store sikkerhedsafstande, indbyrdes adskilte med kraftige vægge for at begrænse kaskadeeffekten.

En meget decentral udnyttelse af brint, eksempelvis som drivmiddel i biler, er problematisk på grund af den videregående distribution til uprofessionelle brugere samt muligheden for involvering i trafikuheld.

Erfaringer med flydende gas i bildrift viser eksempler på, at man f.eks. kører fra tankanlægget uden at frakoble slangen efter tankning. Da man i fremtiden antagelig vil være mere og mere kritisk med at overlade farlige stoffer og indretninger til ikke kontrollérbare brugere, kan anvendelsen af brint i almindelige biler blive et uhåndterligt koncept. Det kan dog samtidig forventes, at masseobjekter som biler netop er et område med plads til mange tekniske snedigheder for sikring og overvågning af brinttanke.

Udnyttelsen af brint i biler med metalhydrid som mellemed synes bedre end tryktanke, idet brinten er bundet.

I store tungere køretøjer er der bedre mulighed for at sikre brintlageret med mere solide dimensioner, og afstanden mellem lager og chauffør kan øges. Derudover er chaufføren her mere professionel bruger end i personbiler. Dette ændrer dog ikke afstanden til andre trafikanter, og køretøjets størrelse fører naturligt til et større brintlager.

Distribution til mindre salgsanlæg med store brinttankbiler à la benzintankvogne bør holdes uden for beboede områder.

I øvrigt gælder det, at små, spredte anlæg er gunstigt risikomæssigt, mens anlæg der er lokale i forhold til grupper af mennesker, kan blive problematiske. Brint i hænderne på almindelige bilister er mindre sikkert end brint i hænderne på særligt instruerede og trænede bilister. Der vil dog være brug for større mængder brint i lastbiler eller busser end i personbiler.

Et vejledende princip i forbindelse med risikovurdering af brint kan være, at ren brint og høje brintkoncentrationer skal forbeholdes begrænsede og kontrollérbare systemer, hvor brugere og operatører kan instrueres og trænes til at omgås stoffet forsvarligt.

9.3.3 Anvendelse af naturgasnettet til distribution af blandgas

I en overgangsperiode, indtil brint for alvor kan indgå som energibærer i energisystemet, tænkes brint i mindre mængder at kunne blandes med den eksisterende naturgas og distribueres som blandgas i naturgasnettet.

Da den eksisterende naturgasforsyning anses for sikker, vil det være muligt at distribuere brint som tilsætning i små mængder uden at ændre risikobilledet markant. Tilsætning af væsentlige brintkoncentrationer ændrer imidlertid grundlæggende på forudsætningerne for naturgasnettets sikkerhed: tæthedskrav, lugtløshed samt større "brandfare" kan sætte snævre grænser for brintindholdet i blandgas til store offentlige net.

For at bedre detekterbarheden kan man benytte røbestoffer. Det bør nøjere undersøges om ekstremt små utætheder i praksis kan bevirke, at brinten undviger alene, således at røbestoffet bliver illusorisk.

9.3.4 Anvendelse af naturgasnettet til brintdistribution

Det antages nu, at det eksisterende naturgasnet fyldes med ren brint og dermed på én gang kan lagre brint og fordele brint mellem produktionsenheder, lagre og forbrugere.

Systemet er meget fleksibelt på grund af naturgasnettets store rækkevidde og kapacitet. Det dominerende sikkerhedsproblem vil formodentlig blive netop naturgasnettet på grund af dets størrelse, dets sårbarhed og dets nærhed til en stor del af landets indbyggere.

Før man indleder seriøse overvejelser om ren brint i naturgasnettet må det afklares, om naturgasnettet kan benyttes til brintransport, og hvor store ændringer der i givet fald skal udføres i systemet. Hovedledningen for naturgasnettet i Danmark er materialemæssigt konstrueret således, at den kan benyttes til ren brint, men det er endnu uvist, om de mindre distributionsledninger er egnet til brintransport.

10 Samlede perspektiver for anvendelsen af brint som energibærer i det danske energisystem

10.1 Totale scenarier

Hovedresultaterne fra de partielle scenarier samt risikovurderingerne sammenfattes i det følgende for på baggrund af dette at skitsere forskellige samlede scenarier, hvor der inddrages teknologier for såvel produktion af brint som senere anvendelse af brinten.

Det er målet at opstille 3 forskellige scenarietyper med hver deres hovedformål:

- *E - Elsystemscenarie.* I dette scenarie forventes det, at der indføres en større mængde vedvarende energi i energisystemet. Der indføres brintteknologi i scenariet med det formål at få kraftvarmesystemet til teknisk at fungere ved indførelse af meget vedvarende energi.
- *P - Brintproduktionsscenario.* I dette scenarie antages elværkerne at indføre forskellige teknologier, der gør det muligt at producere brint med henblik på at afsætte det eksempelvis i transportsektoren. Der indføres derfor teknologier med sigt på at producere brinten til en fordelagtig pris.
- *M - Miljøscenarie.* Der indføres i dette scenarie brintteknologi i energisystemet med det primære formål at reducere CO₂-emissionerne. Brinten produceres og anvendes derfor på den miljømæssigt mest attraktive måde.

Ved indtrængning af en større mængde vedvarende energi i energisystemet kan der hurtigt opstå eloverløb, der umiddelbart ikke kan benyttes. Ved at indføre brintteknologien i systemet kan eloverløb benyttes til produktion af brint, der kan lagres og siden hen atter benyttes til elproduktion.

Dette vil være den typiske situation i et *elsystemscenarie*. Det opståede eloverløb vil kunne omsættes til brint via elektrolyse, brinten lagres i stor skala i kaverner og vil siden kunne omdannes til el i brændselsceller. Kulforgasningsanlæg vil med fordel kunne indgå i et energisystem med meget vedvarende energi, idet kulforgasningsanlæggene vil kunne benyttes til elproduktion i perioder med lidt vindproduceret elektricitet, mens forgasningsanlæggene i perioder med meget vindproduceret el kun producerer brint. Kulforgasningsanlæggene kan således udgøre en buffer (lastfølge) for den vedvarende energi, og der vil ikke være brug for elektrolysatorer i systemet.

Også i et *brintproduktionsscenario* vil kulforgasningsanlæggene naturligt indgå som produktionsanlæg for brint, idet anlæggene, hvis de allerede eksisterer i energisystemet, kan producere brint til små omkostninger. Dette gælder også de konventionelle værker i konstant drift, da disse ved konstant drift kan spare investeringer til reguleringsudstyr.

I et brintproduktionsscenario indgår elværkerne som brintproducenter til anvendelse i andre sektorer, i dette tilfælde transportsektoren. Brinten vil imidlertid også kunne anvendes andre steder som eksempelvis i industrien. Dette er dog ikke indeholdt i indeværende analyse.

Set ud fra et miljømæssigt synspunkt vil såvel de konventionelle værker i konstant drift som kulforgasningsanlæggene forværre systemet, og disse anlæg vil derfor ikke indgå i et *miljøscenarie*. Forgasning på basis af biomasse vil derimod være en oplagt mulighed for produktion af brint evt. i samspil med vind. For at

udnytte brinten fordelagtigt for miljøet kan brinten anvendes i transportsektoren og her erstatte diesel, eller i centralt placerede brændselsceller, hvor brinten erstatter kul.

Hvorledes de forskellige teknologier indgår i de opstillede scenarier, fremgår af Tabel 10.1.

Tabel 10.1 Sammensætning af totale scenarier.

Scenarier	Produktionsteknologi	Lagring	Anvendelsesteknologi
E1	Vind/elektrolyse	Kaverne	Centrale brændselsceller
E2	Vind/kul- eller bioforgasning	Kaverne	Centrale brændselsceller
P1	Konventionelle værker i konstant drift/elektrolyse	Kaverne	Transportsektoren
P2	Kulforgasningsanlæg	Kaverne	Transportsektoren
M1	Vind/elektrolyse	Kaverne	Transportsektoren
M2	Vind/bioforgasning/elektrolyse Bioforgasning/lidt vind	Kaverne	Transportsektoren
M3	Vind Bioforgasning/Elektrolyse	Kaverne	Transportsektoren/ centrale Brændselsceller

Ved opstilling af de respektive scenarier er risikovurderingen, der er foretaget i kapitel 9.3, taget i betragtning. Sikkerhedsmæssigt produceres og anvendes brinten bedst på centrale anlæg, der ligger uden for forbrugerne. Der kan her opnås store sikkerhedsafstande. Udnyttelse af brint i transportsektoren er set ud fra risikovurderingen problematisk, specielt hvis brinten håndteres af uerfarne brugere i personbiler. I de opstillede scenarier forventes brinten imidlertid kun anvendt i rutedreven transport med rutinerede chauffører. Lagringen af brint forventes i alle de opstillede scenarier at foregå i underjordiske kaverne, der vurderes som den sikreste lagringsmetode. Distributionen af brint er ikke behandlet specifikt i scenarierne, men er forudsat at foregå via det eksisterende naturgasnet, evt. med mindre modifikationer. Det dominerende sikkerhedsproblem vil her være naturgasnettets beliggenhed tæt på en del af landets indbyggere, og der kræves derfor en nøjere analyse af naturgasnettet set ud fra et sikkerhedsmæssigt synspunkt i forhold til transport af brint. Transport af en blandgas af brint og naturgas anses imidlertid for lige så sikker som transport af ren naturgas.

10.2 Total scenarie: Brint inden for elsystemet (E)

I det følgende vil to scenarier blive opstillet med produktion og anvendelse af brint inden for elsystemet. Hovedideen med disse scenarier er, at brinten primært skal bruges som lagringsmedium for overskudsel fra vedvarende energiteknologier for senere at blive anvendt i elsystemet til drift af brændselsceller. Scenarierne betragter således elsystemet (inklusive elproducerende vindmøller) som en lukket verden, hvor produktion og anvendelse af brint kun sker inden for elsystemet. Scenarierne kan således betragtes som en mulig tilpasning af elsystemet til at absorbere store mængder VE-produceret elektricitet.

De to scenarier, der opstilles, er væsensforskellige:

E1) Der installeres i alt 4,6 GW vindkraft. Overskudsel i systemet konverteres til brint ved hjælp af elektrolysatorer. Brinten lagres i kaverner og forbruges siden hen i kraftvarmeproducerende centrale brændselsceller.

E2) Der installeres i alt 1,1 GW vindkraft og 1,5 GW kulforgasningsanlæg med combined-cycle og shift-proces. Combined-cycle delen af anlægget fungerer som "absorber" (lastfølge) for vindkraften. Forgasningsanlægget kører kontinuerligt, og den overskydende syngas, der produceres, omsættes til brint via shift-processen. Der indgår altså ingen elektrolysatorer i systemet. Brinten lagres i kaverner og forbruges senere i centrale brændselsceller.

I begge scenarier produceres og forbruges 20 PJ brint.

10.2.1 Scenarie E1: Vind, elektrolysatorer og brintbaserede centrale brændselsceller

De væsentligste karakteristika for scenariets sammensætning er vist i Tabel 10.2. Der installeres i alt 4,6 GW vindkraft og 2,4 GW elektrolysatorer. Den samlede brintproduktion udgør 20 PJ (ca. 3% af det samlede bruttoenergiforbrug). Endelig installeres i alt 900 MW centrale brændselsceller.

Tabel 10.2 Systemdata for Scenarie E1.

Vind	4600 MW
Elektrolysatorer	2400 MW
Brintproduktion	20 PJ
Brintlager (kavernevolumen)	8,8 mio. m ³
Centrale brændselsceller	900 MW
Substitueret udtageseffekt	850 MW

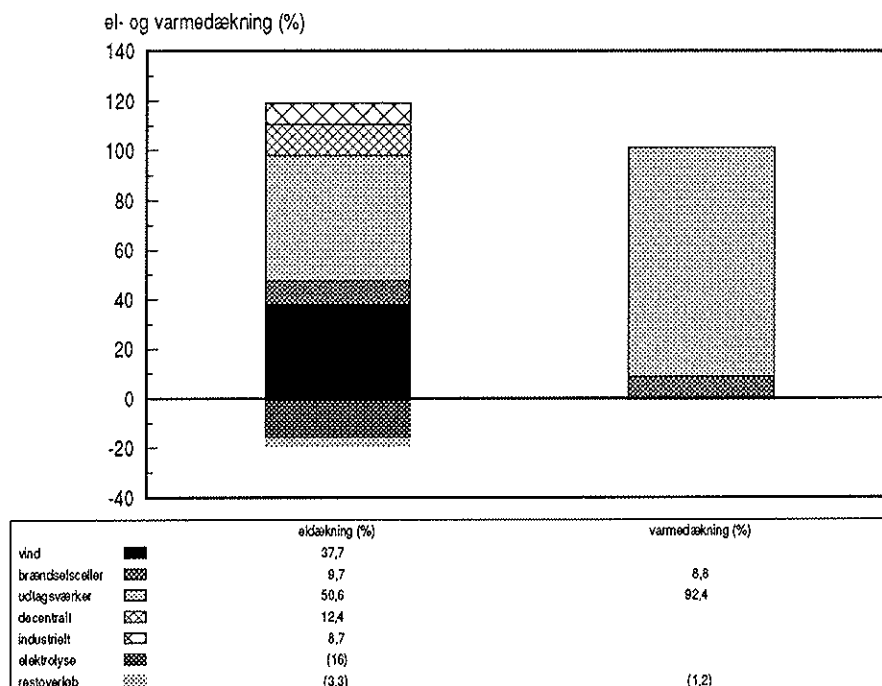
Figur 10.1 viser, hvorledes elbehov og det centrale varmebehov² dækkes. Den samlede elproduktion medfører overskud af el på knap 20% i forhold til elbehovet. Af disse 20% forbruges godt 16% af elektrolysatorerne til brintproduktion, mens resten spildes som eloverløb eller må sælges til lave priser.

Hvis der ses på, hvorledes elbehovet i systemet dækkes, vil vindkraft og brintbaserede brændselsceller dække ca. 1/3 af elbehovet, hvis der korrigeres for elektrolysatorernes forbrug, mens resten hovedsageligt dækkes af konventionelle udtagsværker (godt 50%). På varmesiden dækkes knap 10% af det centrale varmemarked af brændselsceller, resten af udtagsværker.

Elsystemet opnår en relativ høj systemeffektivitet i scenariet. Såvel brændselsceller som udtagsværker producerer med en benyttelsestid på ca. 4000 t/år, mens elektrolysatorerne opnår en benyttelsestid på knap 2500 t/år.

Samlet forøges kapaciteten i konventionelle anlæg (eksklusiv vindkraft) med ca. 50 MW. Varmebindinger i systemet gør, at kapacitetssubstitutionen på udtagsværker ved indførelse af brændselsceller ikke er 100%. Således substituerer ca. 4 GW vindkraft og 900 MW brændselsceller ca. 850 MW konventionel kapacitet. Sammensætningen i scenariet medfører derved en betydelig merinvestering i elproducerende kapacitet, inklusiv vindkraft.

2. Det centrale varmebehov ekskluderer de decentrale og lokale varmemarkeder.



Figur 10.1 Dækning af elbehov og centralt varmebehov (Scenarie E1).

Tabel 10.3 viser scenariets økonomi i forhold til øko-basis. Hovedparten af de årlige meromkostninger udgøres af investeringer og drift af elektrolysatorer på 1,05 mia.kr., derudover er der en omkostning til brintlagre på 0,25 mia.kr. De resterende årlige meromkostninger er investeringer til vindkraft og brændselsceller, modregnet sparede brændselsomkostninger o.l.

Tabel 10.3 Årlige meromkostninger for Scenarie E1 i forhold til øko-basis.

Brintsystemets omkostninger	
- elektrolyse	1,05 mia.kr./år
- lager	0,25 mia.kr./år
I alt	1,30 mia.kr./år
Øvrige omkostninger	0,59 mia.kr./år
Samlet meromkostning	1,89 mia.kr./år

Scenariet med vind, elektrolyse og centrale brændselsceller fremviser en markant reduktion i CO₂-emission i forhold til øko-basis. De absolutte emissioner bliver ca. 40 mio. tons CO₂ pr. år, hvilket er en reduktion på ca. 6 mio. ton pr. år, eller godt 13% i forhold til emissionerne for det samlede energisystem.

De samlede årlige meromkostninger i scenariet er på ca. 1,9 mia.kr. Tabel 10.4 viser de økonomiske nøgletal for scenariet, henholdsvis beregnet som en merpris på det samlede elforbrug og som en reduktionspris for CO₂. En merpris på godt 5 øre/kWh vil svare til en stigning i den samfundsøkonomiske elpris på 10-15% i år 2030.

Tabel 10.4 Økonomiske nøgletal for Scenarie E1.

Samlede meromkostninger	1,89 mia.kr./år
Meromkostning for el CO ₂ -reduktionspris	5,1 øre/kWh 310 kr./ton CO ₂

10.2.2 Scenarie E2: Kulforgasning med shift-proces, vind og brintbaserede brændselsceller

Scenariets væsentligste karakteristika er vist i Tabel 10.5.

Tabel 10.5 Systemdata for Scenarie E2.

Vind	1100 MW
Kulforgasning	
- combined-cycle	1500 MW _{el}
- shift-proces	1800 MW _{brint}
Brintproduktion	20 PJ
Brintlager (kavernevolumen)	6,4 mio. m ³
Centrale brændselsceller	600 MW

Det væsentlige i dette scenarie er, at både vind og kulforgasning indgår i produktionssystemet for tilsammen at opnå en brintproduktion svarende til Scenarie E1 (20 PJ brint). For at opfylde dette installeres der en vindeffekt på 1,1 GW og kulforgasning på 1,5 GW. Det ville være muligt at installere en større mængde vindkraft sammen med kulforgasningsanlægget på 1,5 GW som "buffer". Dette ville medføre en større brintproduktion.

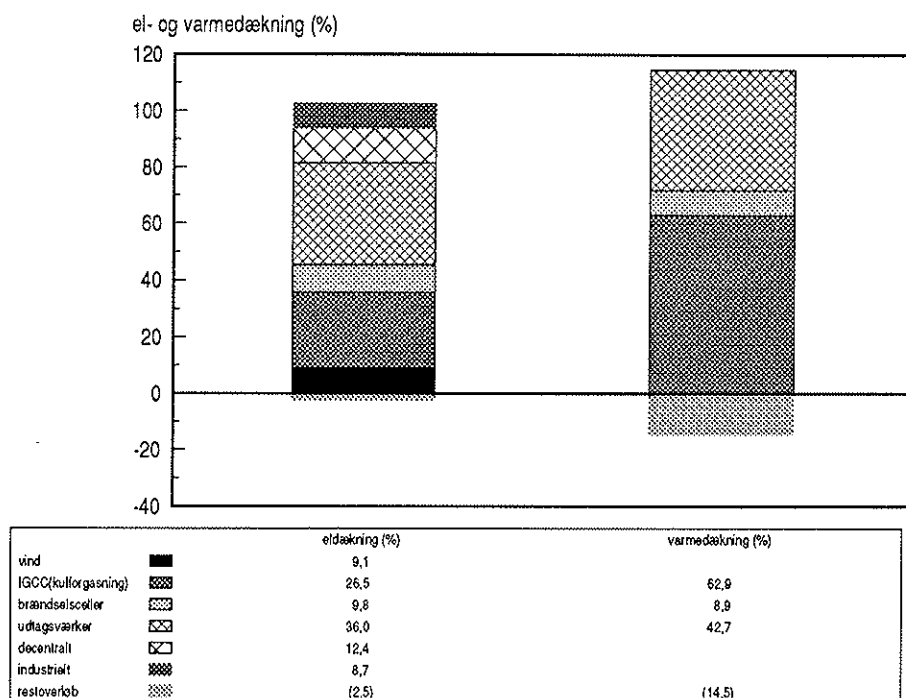
Den tekniske sammensætning af scenariet betyder, at de 20 PJ brint kan forbruges ved installation af "kun" 600 MW brændselsceller (300 MW mindre end i Scenarie E1). Dette skyldes, at brændselscellerne i dette scenarie ikke konkurrerer i samme grad med vinden om elmarkedet (der er betydeligt mindre vindeffekt i scenariet), hvorfor brændselscellerne opnår en benyttelsestid på over 6000 t/år.

Figur 10.2 viser, hvorledes elbehovet og det centrale varmebehov dækkes.

Vind og brintbaserede brændselsceller dækker knap 20% af elbehovet. Kulforgasning og combined-cycle dækker godt 25% og udtagsværker godt 35% af elbehovet. Eloverløbet på ca. 2,5% er kun delvis et resultat af introduktion af vind og kulforgasning, men fremkommer primært af samspillet mellem el- og varmeproduktionen - i øko-basis eksisterer ligeledes et eloverløb på godt 2%.

I indeværende scenarie er den konventionelle installerede kapacitet (eksklusiv vindkraft) forøget med ca. 200 MW i forhold til øko-basis. Dette betyder, at installationen af ca. 600 MW ekstra vindkraft, 1500 MW forgasningsanlæg og 600 MW brændselsceller kun erstatter ca. 1900 MW konventionel udtagskapacitet, hvilket bl.a. skyldes et mere komplekst samspil af teknologier i systemet samt varmebindinger, der kunne opblødes ved at inddrage varmelagre.

Tabel 10.6 viser de årlige omkostninger i E2-scenariet i forhold til øko-basis. Shift-delen koster ca. 1/4 mia.kr. pr. år, men hovedparten af omkostningerne er udgjort af brændslet til forgasning til syngassen, der danner basis for brintproduktionen. De samlede årlige meromkostninger i scenariet udgør dog kun ca. 0,6 mio.kr., idet der opnås besparelser i det øvrige system.



Figur 10.2 Dækning af elbehov og centralt varmebehov (Scenarie E2).

Tabel 10.6 Årlige meromkostninger for Scenarie E2 i forhold til øko-basis.

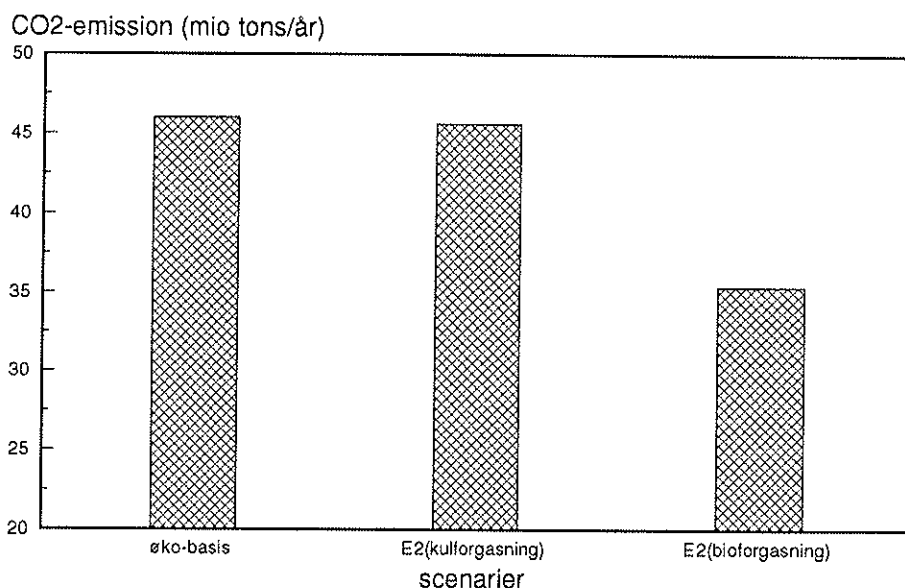
Brintsystemets omkostninger	
- lager	0,19 mia.kr./år
- shift-del	0,24 mia.kr./år
- brændsel til brintproduktion	0,67 mia.kr./år
I alt	1,10 mia.kr./år
Besparelser i det øvrige system	0,52 mia.kr./år
Samlet meromkostning	0,58 mia.kr./år

Tænkes den mulighed, at syngassen anvendes direkte i SOFC, ville en del af investeringen falde bort.

Konsekvensen for CO₂-emissionen er vist i Figur 10.3, såvel for en kul- som en biomassebaseret forgasning. Såfremt forgasningen baseres på kul, er CO₂-emissionen næsten uændret i forhold til øko-basis til trods for, at der er mindre vind i systemet. Hvis forgasningen derimod blev baseret på biomasse, ville der kunne opnås en væsentlig reduktion i CO₂-emissionen, en reduktion på 23% i forhold til de samlede emissioner fra energisystemet i øko-basis.

I Tabel 10.7 er de økonomiske nøgletal for såvel en kul- som en biomassevariant opstillet i forhold til øko-basis. For biomassevarianten er det antaget, at investeringen til bioforgasningsanlægget er den samme som investeringen for kulforgasningsanlægget. Kun brændselspris og emissionsforhold adskiller disse to varianter.

Når meromkostningerne fordeles på det samlede elforbrug, bliver meromkostningerne relativt lave for såvel kul som biomassevarianten, henholdsvis 1,6 og 1,4 øre/kWh. Dette svarer til en stigning i den samfundsøkonomiske elpris år 2030 på 3-5%.



Figur 10.3 CO₂-emission i forhold til øko-basis.

Tabel 10.7 Økonomiske nøgletal.

	Kulforgasning	Biomasseforgasning
Samlede meromkostninger	0,58 mia.kr./år	0,54 mia.kr./år
Meromkostning for el	1,6 øre/kWh	1,4 øre/kWh
CO ₂ -reduktionspris	1450 kr./ton CO ₂	51 kr./ton CO ₂

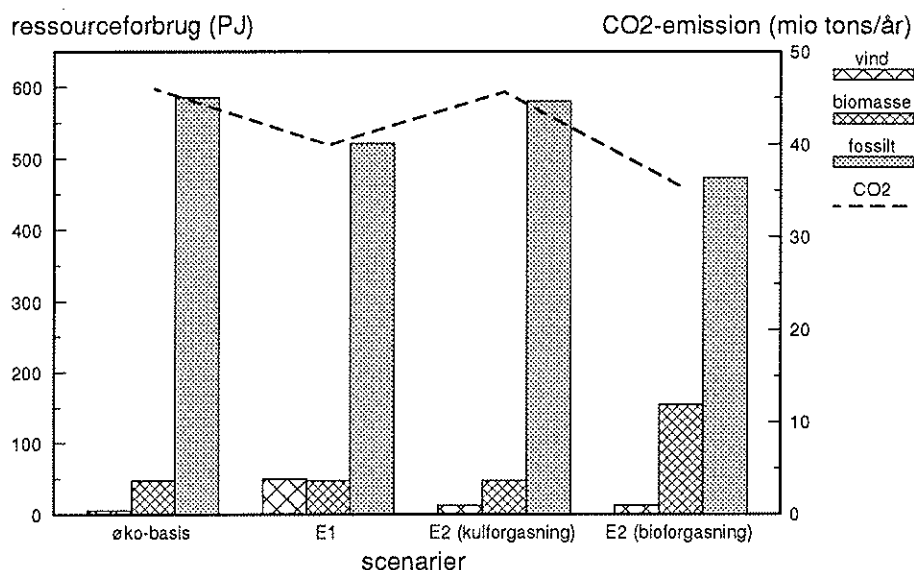
Da meromkostningerne i de to varianter stort set er ens, samtidig med at CO₂-reduktionen er yderst forskellig, må CO₂-reduktionsprisen nødvendigvis også blive meget forskellig i de to varianter. Som det fremgår af Tabel 10.7, er kulfgasvarianten ikke vejen frem, hvis formålet er CO₂-reduktion til rimelige priser. Derimod synes biomassevarianten lovende med en relativ lav reduktionspris for CO₂ på godt 50 kr./ton reduceret CO₂.

10.2.3 Sammenligning af scenarier for elsystemet

Dette afsnit giver en oversigtsmæssig sammenligning af de to scenarier for elsystemet (E1 og E2) og sammenholder dem med referencen, øko-basis.

Figur 10.4 viser forbruget af energiresourcer fordelt på vind, biomasse og fossilt brændsel, sammenholdt med den totale CO₂-emission i scenariet. Det ses her, at det er i biomassescenariet, der substitueres mest fossilt brændsel og derfor har den største CO₂-reduktion.

Den relative ressourcefordeling er vist i Tabel 10.8, opdelt på el, varme og transport. Som det fremgår, udgør biomassescenariet det mest markante skift mod vedvarende energi.



Figur 10.4 Ressourceforbrug samt CO₂-emission for E-scenarierne i forhold til øko-basis.

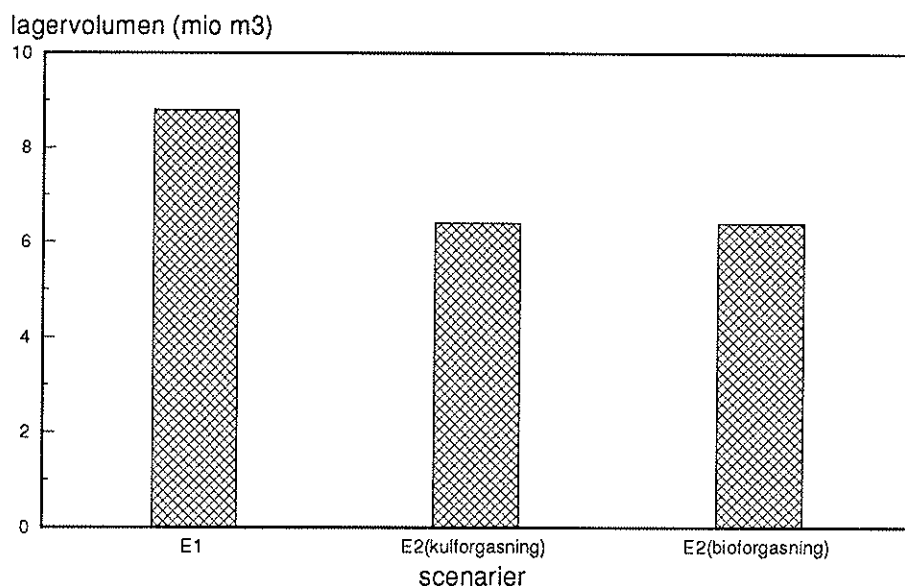
Tabel 10.8 Relativ ressourcefordeling for elsystemscenarierne.

	E1	E2 (kulforgasning)	E2 (bioforgasning)
Elbehov dækket			
- med vedvarende energi	72%	7%	43%
- fossilt	28%	93%	57%
Varmebehov dækket			
- med vedvarende energi	8%	0%	57%
- fossilt	92%	100%	43%
Transportbehov dækket			
- med vedvarende energi	0%	0%	0%
- fossilt	100%	100%	100%

Volumet af det nødvendige brintlager er vist på Figur 10.5. Det er indregnet, at produktion og forbrug af brint er det samme i de tre brintvarianter (20 PJ).

Brintlageret er størst i Scenarie E1, hvor brinten produceres på basis af vind. Dette skyldes, at brinten primært produceres om vinteren og anvendes i centrale brændselsceller, der primært kører om sommeren, da de er varmebundne.

Endelig rekapituleres nøgletallene for merprisen på el og CO₂-reduktionsprisen i Tabel 10.9. Som det fremgår, synes biomassevarianten af forgasningsscenarioet at være det mest lovende, specielt hvis målet er at indkorporere mere vedvarende energi i systemet.



Figur 10.5 Lagerforhold for de respektive elsystemscenarier.

Tabel 10.9 Nøgletal for de respektive elsystemscenarier.

	E1 (vind)	E2 (kulforgasning)	E2 (bioforgasning)
Meromkostning for el	5,1 øre/kWh	1,6 øre/kWh	1,4 øre/kWh
CO ₂ -reduktionspris	310 kr./ton CO ₂	1450 kr./ton CO ₂	51 kr./ton CO ₂

10.3 Totalscenarie: Elsektoren som brintproducent (P)

I det følgende vil to scenarier blive opstillet, hvor elsektoren fungerer som brintproducent, og brinten afsættes til anvendelse i transportsektoren. Det antages her, at transportsektoren efterspørger brint, men at prisen for brint er afgørende for afsætningen. Hovedformålet er således at producere brint til priser, der kan konkurrere med traditionel transportbrændsel.

De to scenarier er følgende:

- P1) Der installeres ca. 4,4 GW konventionelle værker til at køre i konstant drift. Det er forudsat, at reguleringsudstyr o.l. kan spares på disse værker, hvorfor investeringsomkostningerne reduceres med 2000 kr./kW installeret effekt. Den overskydende elproduktion konverteres til brint i elektrolysatorer, og brinten afsættes i transportsektoren.
- P2) Det er forudsat, at der i forvejen eksisterer kulforgasningsanlæg med combined-cycle i elsystemet (mindst 2,6 GW). Forgasningsdelen kører i konstant drift, og der installeres en shift-del for produktionen af brint, der herefter afsættes i transportsektoren.

I begge scenarier produceres der 30 PJ brint.

10.3.1 Scenarie P1: Værker i konstant drift, elektrolysatorer og anvendelse af brint i transportsektoren

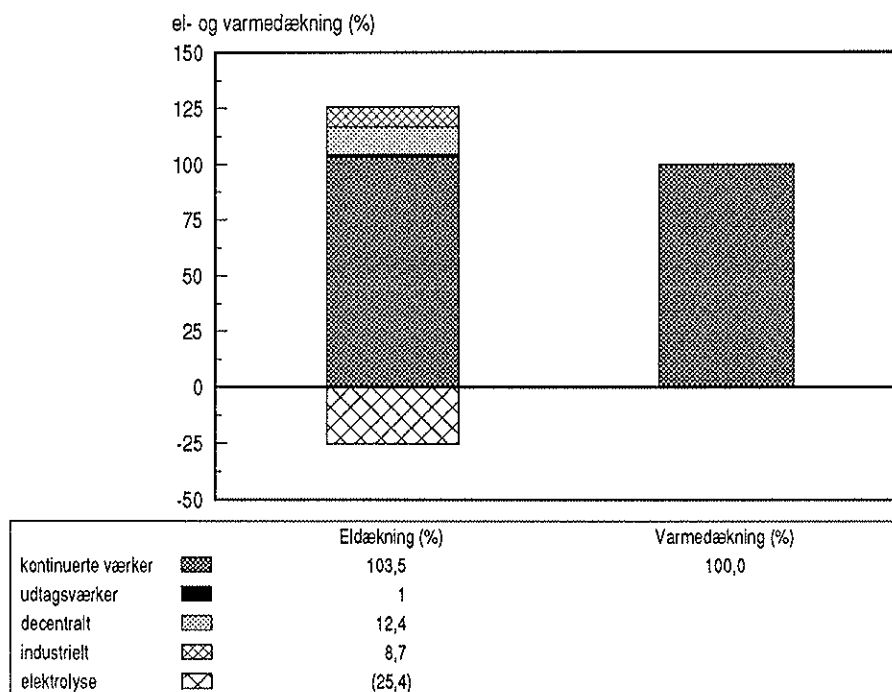
De væsentligste karakteristika for scenariets sammensætning er vist i Tabel 10.10. I alt installeres der 4,4 GW konventionel konstant effekt, og der produceres 30 PJ brint (knap 5% af det samlede bruttoenergiforbrug).

Tabel 10.10 Systemdata for Scenarie P1.

Konstant effekt	4400 MW
Elektrolysatorer	2400 MW
Brintproduktion	30 PJ
Brintlager (kavernevolumen)	3,4 mio. m ³
Brint i transporten	30 PJ

Anvendelsen af brint i transportsektoren er forudsat at ske med samme effektivitet som anden transportbrændsel. Den producerede mængde brint på 30 PJ kan dække ca. 20% af transportbehovet.

Figur 10.6 viser, hvorledes elbehov og det centrale varmebehov dækkes. Den kontinuerte drift af værkerne medfører en overproduktion af el på godt 25% i forhold til elbehovet. Stort set hele denne overproduktion forbruges af elektrolysatorerne til produktion af 30 PJ brint.



Figur 10.6 Dækning af elbehov og centralt varmebehov (Scenarie P1).

Systemmæssigt opnås en rimelig høj effektivitet i scenariet. I og med de konventionelle værker kører konstant, kun med fradrag af udetid til reparation og vedligehold, opnår disse en meget høj benyttelsestid. De resterende utedagsværker får en meget lav benyttelsestid. Elektrolysatorerne opnår en benyttelsestid på 4000 t/år, altså en relativ god udnyttelse af disse. Den samlede konventionelle kapacitet er stort set den samme som i øko-basis, hvilket naturligvis skyldes, at det i øvrigt er konventionelle værker, der køres i konstant drift. Der installeres i alt 2,4 GW elektrolysatorer.

Tabel 10.11 viser de årlige meromkostninger ved brintscenariet i forhold til øko-basis. Den største post er omkostningerne til merforbruget af kul på de konstante værker. Transportbesparelsen er bestemt ud fra værdien af det fortrængte brændsel (diesel). Som det fremgår af tabellen, fører scenariet til en omkostningsreduktion i forhold til øko-basis. Dette skyldes, at der opnås besparelser i elsystemet, idet reguleringsudstyr kan spares på de konstant drevne værker.

Tabel 10.11 Årlige meromkostninger for Scenarie P1 i forhold til øko-basis.

Brintsystemets omkostninger	
- lager	0,10 mia.kr./år
- elektrolysatorer	0,97 mia.kr./år
- brændsel til brintproduktion	1,44 mia.kr./år
I alt	2,51 mia.kr./år
Besparelser i transporten	1,94 mia.kr./år
Øvrige besparelser	0,96 mia.kr./år
Samlet meromkostning	-0,39 mia.kr./år

Den store anvendelse af kul fører til en øget CO₂-emission til trods for substitutionen af transportbrændsel med brint. Totalt øges CO₂-emissionen med 3,7 mio. ton/år, hvilket er en relativ stigning på ca. 8% i forhold til energisystemets samlede CO₂-emission i øko-basis.

Nøgletal for scenariet er angivet i Tabel 10.12.

Tabel 10.12 Nøgletal for scenarie P1.

Samlede meromkostninger inkl. transportbesparelser	-0,39 mia.kr./år
Break-even pris	
- meromkostning for el	-1,1 øre/kWh
- brintpris	52 kr./GJ
- omkostningsreduktion	1200 kr./ton CO ₂
Prisen på diesel (år 2030)	64,7 kr./GJ

Som det fremgår af Tabel 10.12, bliver break-even prisen for brint 52 kr./GJ. Denne kan så sammenlignes med dieselpriisen på 65 kr./GJ. I brintproduktionsprisen er ikke medtaget omkostninger til distribution af brinten eller til optankningsstationer. Omkostninger til omstilling af bilmotorer er heller ikke indregnet.

Ligestilles brintprisen med dieselpriisen, kan der beregnes en break-even pris på ca. 1200 kr./kW for den nødvendige investeringsreduktion som følge af sparet reguleringsudstyr ved at køre de konventionelle værker i konstant drift. I ovenfor angivne beregninger er anvendt en investeringsreduktion på 2000 kr./kW. Tilsvarende kan der beregnes en break-even pris for merprisen pr. kWh for elproduktionen. Ved de givne forudsætninger vil dette føre til et fald på 1,1 øre/kWh.

Som nøgletallene indikerer, kan en brintproduktion på basis af konventionelle værker i konstant drift være økonomisk lovende, såfremt den nødvendige investeringsreduktion på disse værker kan opnås, og såfremt de nødvendige investeringer i distributionsanlæg for brinten ikke udgør mere end ca. 20% af brintproduktionsprisen. CO₂-mæssigt er der ingen fordele i dette scenarie, såfremt værkerne anvender kul. Anvendes biomasse i stede for kul, stilles scenariet betydeligt bedre miljømæssigt.

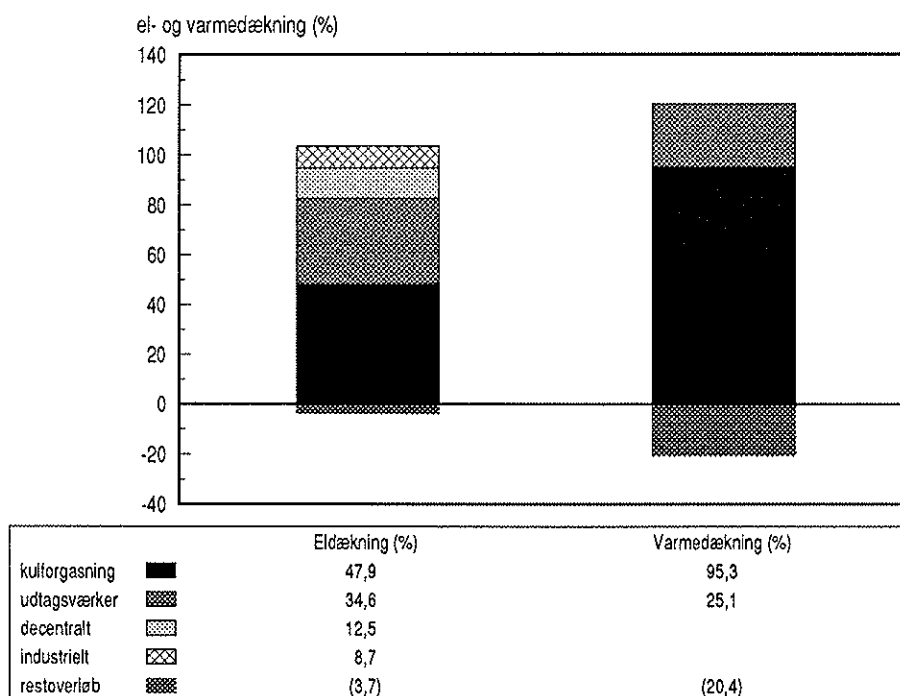
10.3.2 Scenarie P2: Installation af shift-del på kulforgasningsværker og anvendelse af brint i transportsektoren

De væsentligste karakteristika for scenariets sammensætning er vist i Tabel 10.13. Det forudsættes, at der eksisterer 2,6 GW kulforgasningsanlæg med combined-cycle i elsystemet. I relation til disse installeres 1,8 GW shift-del for produktion af 30 PJ brint på basis af syngassen. Brinten anvendes i transportsektoren og dækker ca. 20% af transportbehovet.

Tabel 10.13 Systemdata for Scenarie P2.

Kulforgasning	2600 MW
- combined-cycle	1800 MW
- shift-del	30 PJ
Brintproduktion	10,4 mio. m ³
Brintlager (kavervolumen)	30 PJ
Brint i transporten	

Figur 10.7 viser, hvorledes elbehov og det centrale varmebehov dækkes. Kulforgasningen dækker ca. 48% af elbehovet og ca. 95% af varmebehovet, primært erstattende udtagsværker. Der opstår et mindre eloverløb i scenariet som et resultat af samspillet mellem el- og varmesiden.



Figur 10.7 Dækning af elbehovet og centralt varmebehov (Scenarie P2).

På elsiden er systemet overensstemmende med øko-basis med introduktion af kulforgasningsanlæg. Kapacitetsmæssigt er der således ikke nogen væsentlig forskel. Shift-delen opnår en benyttelsestid på godt 4000 t/år.

Meromkostningerne i scenariet udgøres af investeringer og drift og vedligehold af shift-delen og lager, samt brændselsforbruget til shift-processen. Dette er vist i Tabel 10.14. Transportbesparelsen er bestemt som værdien af det fortrængte transportbrændsel (diesel).

Tabel 10.14 Årlige meromkostninger for Scenarie P2 i forhold til øko-basis.

Brintsystemets omkostninger	
- lager	0,27 mia.kr./år
- shift-del	0,24 mia.kr./år
- brændsel til brintproduktion	0,96 mia.kr./år
I alt	1,47 mia.kr./år
Øvrige omkostninger	0 mia.kr./år
Transportbesparelser	1,94 mia.kr./år
Samlet meromkostning	-0,47 mia.kr./år

Som for de konventionelle værker i konstant drift fører anvendelsen af kul også her til en øget CO₂-emission. Totalt øges CO₂-emissionen med 2,5 mio. tons/år, svarende til en stigning på godt 5% i forhold til energisystemets emission i øko-basis.

Nøgletal for scenariet er angivet i Tabel 10.15. Som det fremgår af tabellen, er der en samlet besparelse i scenariet. Break-even prisen for brint bliver ca. 49 kr./GJ, som kan sammenlignes med diesel-prisen på 65 kr./GJ.

Tabel 10.15 Nøgletal for Scenarie P2.

Samlet meromkostning	-0,47 mia.kr.
Break-even	
- meromkostning for el	-1,3 øre/kWh
- brintpris	49 kr./GJ
- omkostning for shift	3500 kr./kW
Pris på diesel (år 2030)	64,7 kr./GJ

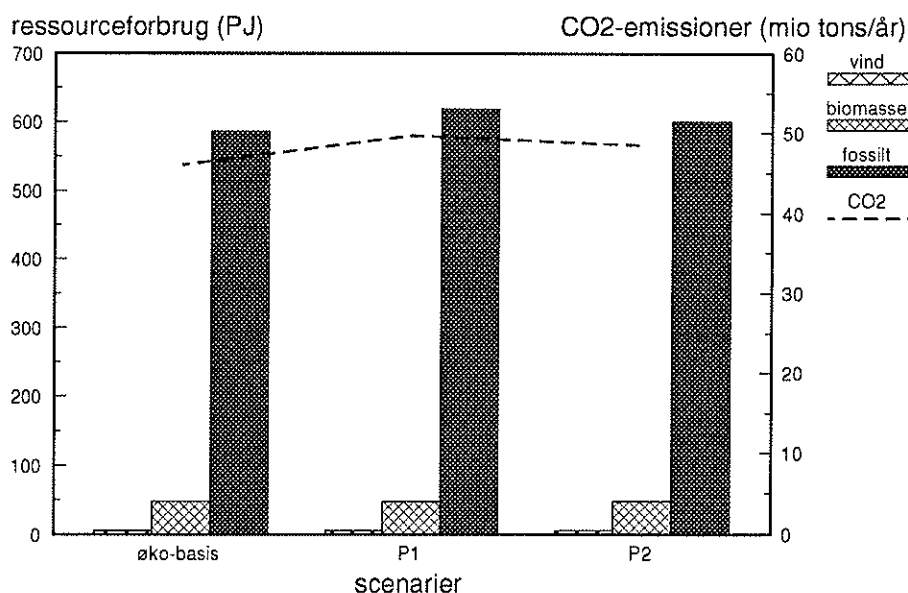
Denne besparelse skal således opveje nødvendige investeringer i brintdistributionsanlæg o.l. i transportsektoren for break-even. Ligestilles brintprisen med dieselprisen, kan break-even prisen på shift-delen beregnes til ca. 3500 kr./kW, d.v.s. den pris shift-delen må koste, hvis brinten produceres til samme pris som diesel - i ovenstående beregninger er benyttet en pris på 1200 kr./kW. En tilsvarende break-even meromkostning på elproduktion kan beregnes til -1,3 øre/kWh.

Såfremt der eksisterer kulforgasningsanlæg i elsystemet i forvejen, kan en brintproduktion baseret på en shift-proces med syngas som udgangspunkt synes lovende, forudsat at de nødvendige investeringer i brintdistributionen ikke er prohibitive. Der er ingen miljøfordele i scenariet, tværtimod øges CO₂-emissionen lidt. Anvendes biomasse i forgasningen i stedet for kul, ændres dette billede radikalt (se afsnit 8.1.3).

10.3.3 Sammenligning af brintproduktionsscenerierne

I det følgende sammenlignes de to forskellige scenarier med brintproduktion til transportsektoren og sammenholdes med øko-basis.

Figur 10.8 viser energiressourcerne og deres fordeling på vind, biomasse og fossilt brændsel i produktionsscenerierne. Udviklingen i den totale CO₂-emission i scenarierne er ligeledes vist på figuren.



Figur 10.8 Ressourceforbrug samt CO₂-emission for P-scenarierne i forhold til øko-basis.

I begge scenarier stiger CO₂-emissionerne i forhold til øko-basis. Scenarierne medfører imidlertid, at CO₂-emissionerne flyttes fra at ske lokalt i transportsektoren (de enkelte biler) til centralt på elværkerne, hvor der er bedre mulighed for rensning/fjernelse af CO₂ (evt. lagring).

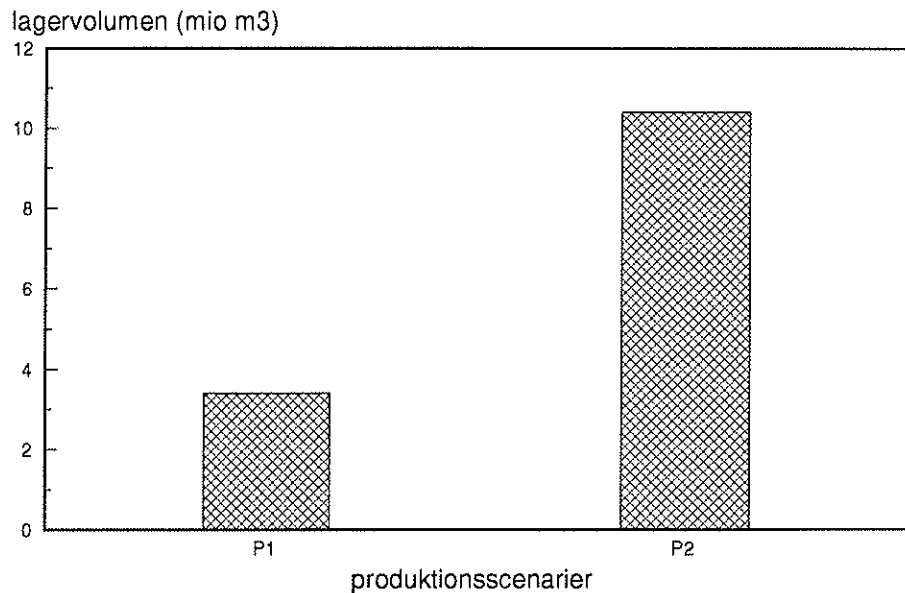
Tabel 10.16 viser ressourcefordelingen på vedvarende energi og fossilt til såvel el-, varme-, som transportbehov.

Tabel 10.16 Ressourcefordeling for de to produktionsscenarier.

	P1	P2
Elbehov dækket		
- af vedvarende energi	0%	0%
- fossilt	100%	100%
Varmebehov dækket		
- af vedvarende energi	0%	0%
- fossilt	100%	100%
Transportbehov dækket		
- af vedvarende energi	21%	21%
- fossilt	79%	79%

Figur 10.9 viser størrelsen af de nødvendige brintlagre i de 2 forskellige scenarier. I begge scenarier produceres der 30 PJ til jævnt aftag i transporten. Scenarie P2 har behov for størst lagerkapacitet, da der i dette scenarie produceres brint ved kulforgasning, hvor brinten specielt produceres om sommeren.

Endelig summerer Tabel 10.17 nøgletallene for brintproduktionsscenarierne. Som det ses, er brintproduktionsprisen nogenlunde den samme for de to scenarier.



Figur 10.9 Lagerforhold for brintproduktionsscenarioerne.

Tabel 10.17 Nøgletal for produktionsscenarioerne.

	P1	P2
Meromkostninger for el	-1,1 øre/kWh	-1,3 øre/kWh
Brintproduktionspris	52 kr./GJ	49 kr./GJ

10.4 Totalscenarioer: Fokus på miljø (M)

I det følgende vil tre scenarier blive opstillet for energisystemet med fokus på miljøet. Der sættes her specielt fokus på CO₂-emissionerne, hvor dog såvel SO₂- som NO_x-emissioner i vid udstrækning vil følge CO₂-emissionen. Scenarierne afspejler mulighederne for at udnytte vedvarende energi - vind og biomasse - i produktion af brint til anvendelse som transportbrændsel og herved opnå en stor CO₂-reduktion.

De tre scenarier er følgende:

- M1) Der installeres 5,3 GW vindkraft, og den overskydende elproduktion konverteres ved hjælp af 3,6 GW elektrolysatorer til brint, der anvendes i transportsektoren (30 PJ).
- M2) Der installeres 3,3 GW vindkraft, 1,6 GW elektrolysatorer og 1,3 GW bioforgasningsanlæg med tilhørende shift-del. Brint produceres fifty-fifty af elektrolysatorerne og shift-delen og anvendes i transportsektoren (30 PJ). Dette scenarie køres med en variant med nedtonet vindkraft (0,5 GW vind), hvor så til gengæld bioforgasning dækker brintproduktionen.
- M3) Der installeres 5,5 GW vindkraft og 3,3 GW elektrolysatorer. Herudover installeres 1,5 GW bioforgasning med tilhørende shift-del. I alt produceres 50 PJ brint (ca. 8% af bruttoenergiforbruget), hvor 30 PJ anvendes i transportsektoren (som i M1 og M2), og den resterende del anvendes i centrale brændselsceller, hvoraf der installeres i alt 1000 MW.

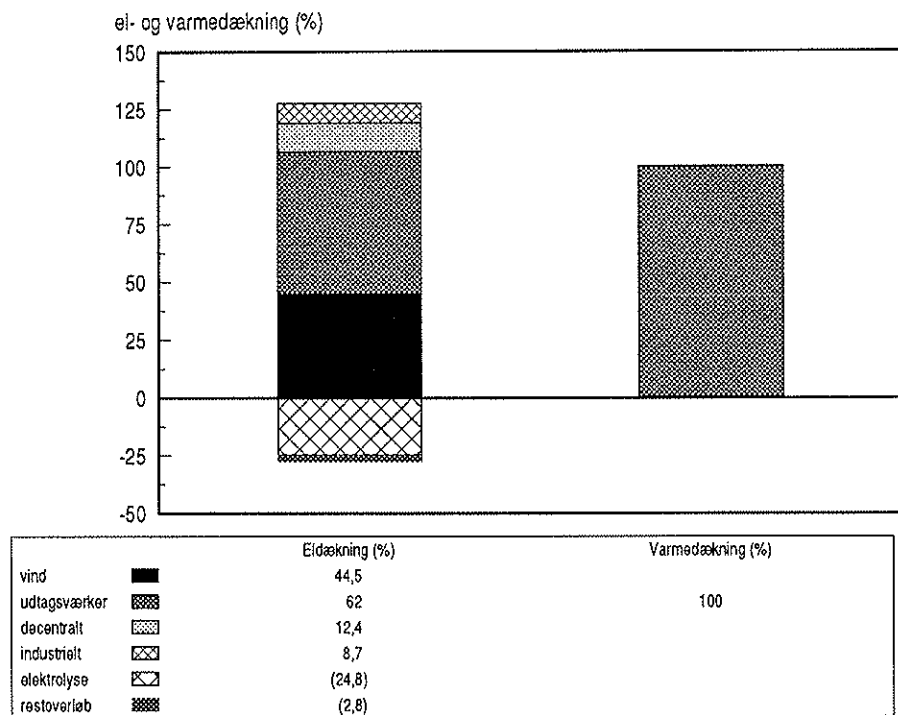
10.4.1 Scenarie M1: Vindkraft, elektrolysatorer og anvendelse af brint i transportsektoren

De væsentligste karakteristika for scenariet er vist i Tabel 10.18. Der installeres i alt 5,3 GW vind - d.v.s. en forøgelse på 4,8 GW vindkraft i forhold til øko-basis. Af elektrolysatorer installeres ca. 3,6 GW. Der produceres i alt 30 PJ brint, svarende til ca. 5% af bruttoenergiforbruget. Brinten dækker ca. 20% af transportenergiforbruget.

Tabel 10.18 Systemdata for Scenarie M1.

Vind	5300 MW
Elektrolysatorer	3600 MW
Brintproduktion	30 PJ
Brintlager (kavernevolumen)	6,9 mio. m ³
Brint i transporten	30 PJ

Figur 10.10 viser, hvorledes elbehovet og det centrale varmebehov dækkes. Den totale elproduktion giver et overskud af el på ca. 28% i forhold til elbehovet. Elektrolysatorerne forbruger ca. 25% af disse til brintproduktionen, mens de resterende 3% spildes eller sælges billigt.



Figur 10.10 Dækning af el- og varmebehov (Scenarie M1).

Korrigeres for elektrolysatorernes forbrug, dækker vindkraften knap 20% af elbehovet. Det resterende elbehov dækkes hovedsageligt af udtagsværker (62%).

Elektrolysatorernes benyttelsestid er fastsat til 2500 t/år (jvf. afsnit 8.1.1). Denne benyttelsestid er dimensionerende for kapaciteten af elektrolysatorerne og dermed for udnyttelsesgraden af eloverskuddet. Udtagsværkerne producerer med en benyttelsestid på 4400 t/år, hvilket er ca. 1000 t/år lavere end i øko-basis.

Kapaciteten af de konventionelle værker er stort set den samme i dette scenarie som i øko-basis. Som scenariet er opstillet, medfører det altså en betydelig investering i vindkapacitet, men ingen fortrængning af konventionel kapacitet.³

Tabel 10.19 viser økonomien i scenariet i forhold til øko-basis. Omkostningerne til brintsystemet udgøres af investeringer i elektrolysatorer og lagre, der i tabellen er omregnet til årlige omkostninger inklusiv drift og vedligehold. De resterende omkostninger er udgjort af årlige udgifter til den installerede vindkraft modregnet brændselsbesparelser i elsektoren. Endelig er brændselsbesparelser i transportsektoren angivet, bestemt som værdien af den fortrængte diesel.

Tabel 10.19 Årlige meromkostninger for Scenarie M1 i forhold til øko-basis.

Brintsystemets omkostninger	
- lager	0,19 mia.kr./år
- elektrolysatorer	1,55 mia.kr./år
I alt	1,74 mia.kr./år
Transportbesparelser	1,94 mia.kr./år
Øvrige omkostninger	1,70 mia.kr./år
Samlet meromkostning	1,50 mia.kr./år

Scenariet fremviser en væsentlig reduktion i CO₂-emissioner som følge af brændselsfortrængning både i el- og transportsektoren. Den totale årlige CO₂-emission bliver på 40,3 mio. tons/år, hvilket svarer til en reduktion på 5,7 mio. tons/år eller godt 12% i forhold til øko-basis.

Tabel 10.20 angiver de økonomiske nøgletal for scenariet. Fastsættes værdien af brinten, som værdien af det fortrængte transportbrændsel (diesel), udgør de samlede meromkostninger i scenariet ca. 1,5 mia.kr./år. Uddeles denne meromkostning på den samlede elefeterspørgsel, vil meromkostningen udgøre knap 4,1 øre/kWh. Break-even prisen for brinten er ca. 115 kr./GJ. Dette skal sammenlignes med en prognosticeret pris på det fortrængte brændsel (diesel) på 64,7 kr./GJ i år 2030.

Tabel 10.20 Nøgletal - udregnet ved en kapacitetsværdi på 0% for vindkraft.

Samlede meromkostninger inkl. transportbesparelse	1,5 mia. kr./år
Break-even	
- meromkostning for el	4,1 øre/kWh
- brintpris	115 kr./GJ
- CO ₂ -reduktionspris	263 kr./ton CO ₂
Pris på diesel (år 2030)	64,7 kr./GJ

Hvis brintprisen sættes lig dieselprisen, og elprisen er uændret, kan den resulterende CO₂-reduktionspris udregnes. Som vist i Tabel 10.20 bliver denne godt 260 kr./ton CO₂-reduktion pr. år, hvilket er en rimelig høj pris for CO₂-reduktion.

Ovenstående er udregnet ved en kapacitetsværdi på 0% for vindkraft - som nævnt viser modelberegningen ikke nogen fortrængning af konventionel kapacitet ved introduktion af vind. Modellen er dog ikke udviklet til at bestemme capaci-

3. Dette kan skyldes, at den anvendte modellering af vindkraften ikke er udviklet specielt til beregning af kapacitetsværdien i vindkraft - se afsnit 7.1.1.

tetsværdien for vind, hvorfor denne værdi meget vel kan ligge betydeligt højere (se afsnit 7.1.1).

Tabel 10.21 angiver samme nøgletal udregnet med en kapacitetsværdi på 25% - vel vidende at den egentlige kapacitetsværdi må formodes at ligge et sted imellem 0 og 25%.

Tabel 10.21 Nøgletal - udregnet ved en kapacitetsværdi på 25%.

Samlede meromkostninger inkl. transportbesparelse	0,8 mia. kr./år
Break-even	
- meromkostning for el	2,3 øre/kWh
- brintpris	92 kr./GJ
- CO ₂ -reduktionspris	147 kr./ton CO ₂
Pris på diesel (år 2030)	64,7 kr./GJ

Som det fremgår af Tabel 10.21, ændrer kapacitetsværdien billedet væsentligt, omend ikke afgørende. Break-even prisen på brint ligger stadig betydeligt over dieselprisen - ca. 42% højere. Endvidere skal det tages i betragtning, at brintprisen ikke inkluderer omkostninger til distribution af brinten eller omkostninger i forbindelse med motoromstillingen. Tilsvarende er en CO₂-reduktionspris på 147 kr./tons pr. år relativt høj. Selv under gunstige forudsætninger synes det således dyrt at introducere et vind-brintsystem af nævnte omfang og karakter.

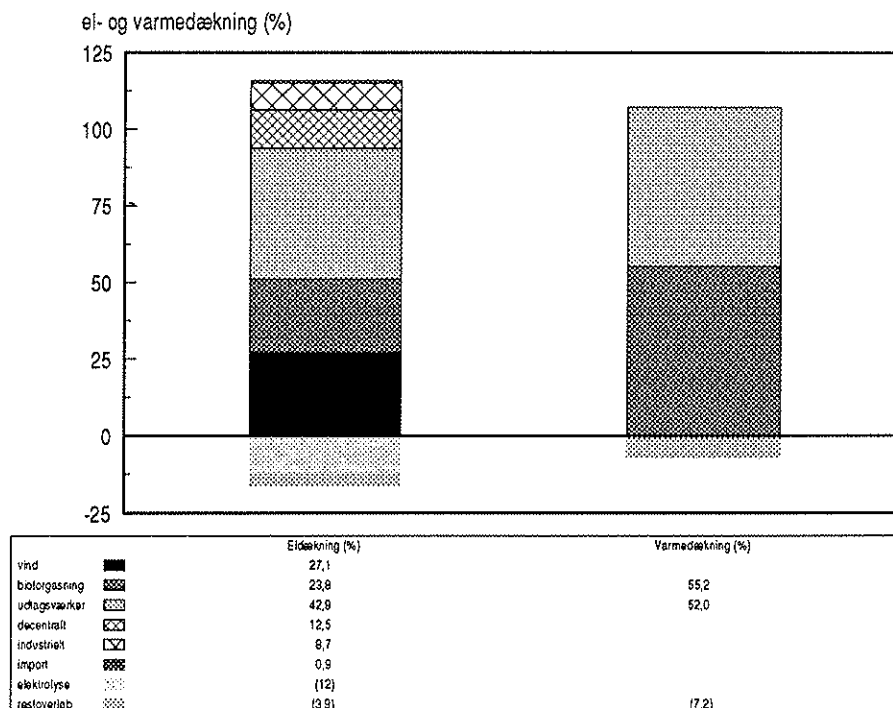
10.4.2 Scenarie M2: Vindkraft og elektrolysatorer, bioforgasning med shift-del og anvendelse af brinten i transportsektoren

De væsentligste karakteristika ved scenariet er angivet i Tabel 10.22. Der installeres i alt 3,3 GW vindkraft og 1,7 GW elektrolysatorer. Bioforgasningsanlægget har en kapacitet på 1,3 GW og shift-delen 1,5 GW brint. Den samlede brintproduktion er på 30 PJ (som i scenarie M1), som anvendes i transportsektoren. Brinten udgør ca. 5% af det samlede bruttoenergiforbrug.

Tabel 10.22 Systemdata for Scenarie M2 (1).

Vind	3300 MW
Bioforgasning	
- combined-cycle	1300 MW _{el}
- shift-del	1500 MW _{brint}
Elektrolysatorer	1650 MW _{el}
Brintproduktion	30 PJ
Brintlager (kavernevolumen)	3,9 mio. m ³

Figur 10.11 viser, hvorledes elbehovet og det centrale varmebehov dækkes. Den samlede elproduktion medfører et overskud på ca. 16% af elbehovet. Af disse udnytter elektrolysatorerne ca. 12%, hvorefter resten bliver eloverløb. Scenariet er dimensioneret, så ca. halvdelen af brinten produceres af el fra vindkraften, og den resterende halvdel produceres af overskudssyngas fra bioforgasningen.



Figur 10.11 Dækning af elbehov og centralt varmebehov (Scenarie M2 (1)).

Hvis der korrigeres for elektrolysatorernes forbrug, dækker vindkraften ca. 15% af elfterspørgslen. Biologasningen dækker knap 24%, og de konventionelle udtagværker dækker knap 43% af elbehøvet. Af varmebehøvet dækkes ca. halvdelen af biologasningen og halvdelen af udtagværkerne. Det bemærkes, at et mindre varmeoverløb på godt 7% er tilladt i scenariet - dette skyldes, at anlæggene dimensioneres efter elbehøvet. Endelig skal det nævnes, at 30 PJ brint dækker godt 20% af transportbehøvet.

Elsystemet opnår en relativ høj systemeffektivitet i dette scenarie. Forgasningsanlægget opnår en benyttelsestid på godt 6700 t/år. Benyttelsestiden på elektrolysatorerne bliver knap 2600 t/år.

Den samlede konventionelle installerede kapacitet bliver den samme i dette scenarie som i øko-basis. Dette er eksklusiv vindkraften. Biologasningsanlæggene og vindkraften fortrænger tilsammen en konventionel kapacitet, der svarer til biologasningskapaciteten. Scenariet medfører derfor en betydelig merinvestering, specielt i elproducerende vindkapacitet.

Økonomien i scenariet i forhold til øko-basis er vist i Tabel 10.23. Omkostningerne til brintsystemet udgøres af udgiften til lagre, elektrolysatorer, shift-del samt brændsel (biomasse) til shift-processens brintproduktion. Disse udgør i alt 1,5 mia.kr./år. Brændselsbesparelsen i transportsektoren er bestemt som værdien af det fortrængte brændsel (diesel). Øvrige omkostninger dækker over årlige omkostninger til biologasning og vindkraft, modregnet sparede brændselsudgifter på kraftværkerne som følge af vindudbygningen.

Tabel 10.23 Årlige meromkostninger for Scenarie M2 (1) i forhold til øko-basis.

Brintsystemets omkostninger	
- lager	0,11 mia.kr./år
- elektrolysatorer og shift-del	0,95 mia.kr./år
- brændsel til brintproduktion	0,47 mia.kr./år
I alt	1,53 mia.kr./år
Øvrige omkostninger	0,67 mia.kr./år
Besparelse i transportsektoren	1,94 mia.kr./år
Samlet meromkostning	0,26 mia.kr./år

Scenariet viser en væsentlig reduktion i CO₂-emissionen. Den samlede CO₂-emission fra energisystemet falder med 12 mio. tons sammenlignet med øko-basis, svarende til en reduktion på ikke mindre end 26%. Dette skyldes dog også, at forgasningsanlægget vedblivende producerer på biomasse - ikke kun når den producerer syngas til brint, men også når syngassen gennem en combined-cycle anvendes til elektricitet.

Tabel 10.24 angiver nøgletallene for scenariet.

Tabel 10.24 Nøgletal for Scenarie M2 (1).

Samlede meromkostninger inkl. transportbesparelser	0,26 mia.kr./år
Break-even	
- meromkostning for el	0,7 øre/kWh
- brintpris	73 kr./GJ
- CO ₂ -reduktionspris	22 kr./ton CO ₂
Pris for diesel (år 2030)	64,7 kr./GJ

Som det fremgår af Tabel 10.24, indikerer nøgletallene, at dette scenarie er tæt på break-even under de givne forudsætninger. Break-even prisen for brint bliver 73 kr./GJ, hvilket er knap 13% højere end prisen for diesel - igen skal det dog bemærkes, at brintprisen ikke indeholder omkostninger til brintdistribution o.l. Samtidigt er scenariet meget CO₂-effektivt. Den markante reduktion af CO₂-emissionen på 26% i forhold til øko-basis opnås til en lav reduktionspris på 22 kr./tons CO₂-reduceret pr. år.

Endelig skal det bemærkes, at ovenviste beregninger må formodes at inkludere en lav kapacitetsværdi for vindkraft, som angivet for scenarie M1.

10.4.3 Variant af scenarie M2: Bioforgasning med shift-del, lidt vind og anvendelse af brinten i transportsektoren

For at anskueliggøre virkningen af vindkraften er scenarie M2 beregnet i endnu en variant: Vindkraften er nedtonet til niveau med øko-basis (0,5 GW), og bioforgasningen er tilsvarende opskaleret til at give den samme brintproduktion på 30 PJ. Dette betyder, at bioforgasningsanlæg installeres med en kapacitet på 2,4 GW, og elektrolysatorerne udelades af denne scenarievariant.

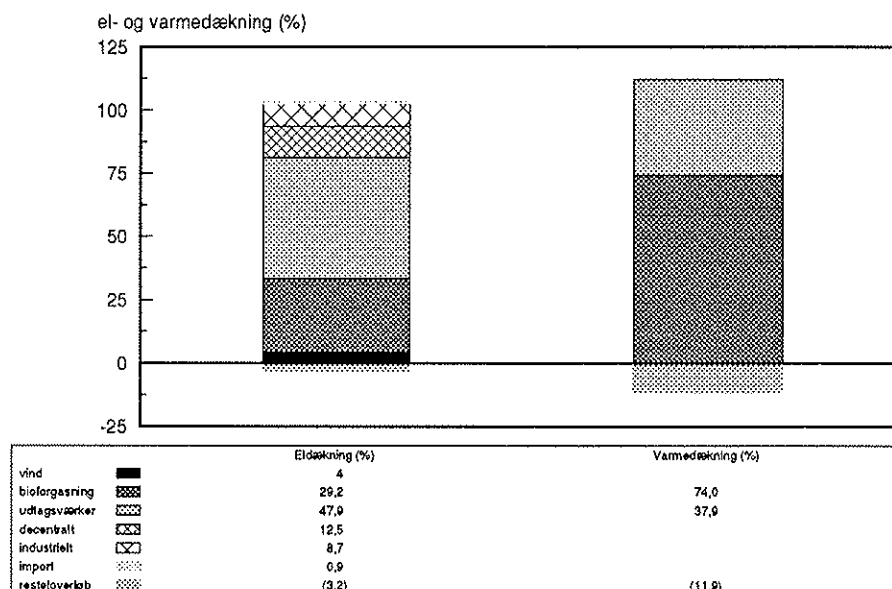
De væsentligste karakteristika for variantscenarie M2 er angivet i Tabel 10.25.

Tabel 10.25 Systemdata for Scenarie M2 (2).

Vind	500 MW
Bioforgasning	
- combined-cycle	1800 MW _{el}
- shift-del	2400 MW _{brint}
Brintproduktion	30 PJ
Brintlager (kavernevolumen)	12,7 mio. m ³
Brint til transport	30 PJ

Benyttelsestiden for bioforgasningen bliver høj i dette scenarie - knap 6000 h/år. Den samlede kapacitet i denne scenarievariant øges med ca. 500 MW i forhold til øko-basis. Installationen af 1,8 GW forgasningsanlæg fortrænger altså kun ca. 1,3 GW konventionel udtagkapacitet.

Dækningen af elbehov og det centrale varmebehov er vist i Figur 10.12. Bioforgasningen dækker ca. 30% af elbehøvet, mens de konventionelle udtagsværker dækker knap 50%. Af det centrale varmemarked dækker bioforgasningen en meget stor del - godt 60% når der korrigeres for det tilladte varmeoverløb på knap 12%. Dette varmeoverløb tillades, fordi der dimensioneres efter elbehøvet.



Figur 10.12 Dækning af elbehov og centralt varmebehov (Scenarie M2 (2)).

Økonomien i scenarievarianten er vist i Tabel 10.26.

De samlede omkostninger til brintsystemet, inklusiv brændsel, udgør således ca. 1,63 mia.kr./år. Øvrige omkostninger er primært relateret til indførelse af bioforgasningsanlægget, og disse omkostninger er små i forhold til øko-basis. Besparelser i transporten er bestemt som værdien af det fortrængte brændsel (diesel). Som det fremgår af Tabel 10.26, viser beregningerne under de givne forudsætninger et fald i omkostningerne i forhold til øko-basis.

Anvendelsen af bioforgasningsanlægget til el- og brintproduktion giver et markant fald i CO₂-emissionen på 25% i forhold til øko-basis.

Tabel 10.26 Meromkostninger for Scenarie variant M2 (2) i forhold til øko-basis.

Brintsystemets omkostninger	
- lager	0,37 mia.kr./år
- shift-del	0,32 mia.kr./år
- brændsel til brintproduktion	0,99 mia.kr./år
I alt	1,63 mia.kr./år
Øvrige omkostninger	0,16 mia.kr./år
Besparelser i transporten	1,94 mia.kr./år
Samlet meromkostning	-0,15 mia.kr./år

Tabel 10.27 angiver nøgletallene for denne variant af scenarie M2. Som nævnt er de samlede meromkostninger, inklusiv værdien af transportbesparelser, negativ. Break-even prisen for brinten bliver således lidt lavere end dieselprisen, hvilket dog formodentligt ikke er nok til at dække de manglende omkostninger til brint-distribution o.l. Der opnås en tilsvarende negativ CO₂-reduktionspris. Det synes alt i alt lovende at anvende bioforgasningsanlæg til el- og brintproduktion.

Tabel 10.27 Nøgletal for biovariant af Scenarie M2.

Samlede meromkostninger inkl. transportbesparelser	-0,15 mia.kr./år
Break-even	
- meromkostning for el	-0,4 øre/kWh
- brintpris	60 kr./GJ
- CO ₂ -reduktionspris	-13 kr./ton CO ₂
Pris for diesel	64,7 kr./GJ

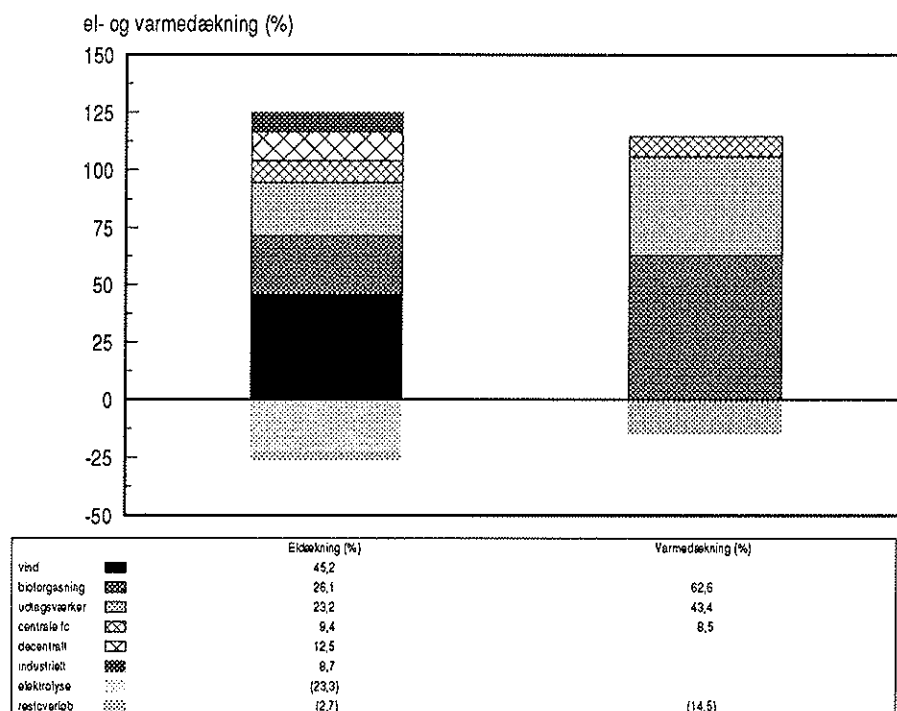
10.4.4 Scenarie M3: Vindkraft og elektrolysatorer, bioforgasning med shift-del og anvendelse af brint i transportsektoren samt centrale brændselsceller

Dette scenarie er tænkt som et billede på en markant indsats for miljøet. Der installeres 5,5 GW vindkraft, 3,3 GW elektrolysatorer og 1,5 GW bioforgasning med shift-del. Endelig anvendes 30 PJ brint i transportsektoren (som i de andre to miljøscenarier), samt yderligere 20 PJ i 1,0 GW brintbaserede centrale brændselsceller til el- og varmeproduktion. De væsentligste karakteristika er givet i Tabel 10.28.

Tabel 10.28 Systemdata for Scenarie M3.

Vind	5500 MW
Bioforgasning	
- combined cycle	1500 MW _{el}
- shift-del	1800 MW _{brint}
Elektrolysatorer	3300 MW _{el}
Brintforbrug	49,3 PJ
Brint til transport	30 PJ
Brint internt	20 PJ
Brintlager (kavernevolumen)	3,5 mio. m ³
Centrale brændselsceller	1000 MW _{el}

Dækningen af el- og det centrale varmebehov er vist i Figur 10.13.



Figur 10.13 Dækning af elbehov og centralt varmebehov (Scenarie M3).

Når der korrigeres for elforbruget til elektrolysatorer, dækker vindkraft, bioforgasning samt brintanvendelse i centrale brændselsceller mere end 55% af elbehovet. Konventionelle udtagværker er begrænset til kun at dække ca. 33% af elbehovet. Tilsvarende på varmesiden, hvor bioforgasning og brintbaserede brændselsceller dækker godt 55%, når der korrigeres for det tilladte varmeoverløb. Af den overskydende elproduktion på ca. 26% af elbehovet udnyttes ca. 23% - primært i elektrolysatorerne, og de resterende 3% bliver eloverløb. 30 PJ brint dækker ca. 20% af energiforbruget i transporten.

Som for de øvrige miljøscenarier opnås der i dette scenarie høje benyttelsestider for bioforgasningen, godt 6400 t/år. Udtagværkerne bliver lidt klemt i dette scenarie og opnår kun en benyttelsestid på 3400 t/år, mest på grund af den kraftige satsning på vindkraft. Elektrolysatorerne har en benyttelsestid på godt 2500 t/år.

Kapacitetsmæssigt adskiller dette scenarie sig fra de øvrige ved, at den konventionelle kapacitet (eksklusiv vindkraft) bliver lavere end i øko-basis. Denne systemkonfiguration med en forøgelse af vindkapacitet på 5 GW og en introduktion af 1,5 GW bioforgasning fortrænger således ca. 1,9 GW konventionel udtagkapacitet. Så i dette scenarie synes det, som om vindkraften har en kapacitetsværdi større end nul.

Økonomien i Scenarie M3 er angivet i Tabel 10.29.

De samlede omkostninger til brintsystemet udgør i alt godt 2,4 mia.kr. pr. år. Som det fremgår af Tabel 10.29, går hovedparten heraf til annuierede investeringer samt drift og vedligehold af elektrolysatorer og shift-del, i alt 1,7 mia.kr. pr. år. Øvrige årlige omkostninger indbefatter vindkraft og bioforgasning, modregnet sparede brændselsudgifter på konventionelle værker, samt en mindre sparet investering i konventionelle værker. Besparelse i transporten er bestemt som værdien af det fortrængte brændsel (diesel).

Tabel 10.29 Årlige meromkostninger for Scenarie M3 i forhold til øko-basis.

Brintsystemets omkostninger	
- lager	0,20 mia.kr./år
- elektrolysator og shift-døl	1,73 mia.kr./år
- brændsel til brintproduktion	0,63 mia.kr./år
I alt	2,46 mia.kr./år
Øvrige omkostninger	0,57 mia.kr./år
Besparelser i transporten	1,94 mia.kr./år
Samlet meromkostning	1,09 mia.kr./år

Dette scenarie opnår den største reduktion i CO₂-emissionen. I alt falder den årlige CO₂-emission fra energisystemet til godt 30 mio. tons, en reduktion på 16 mio. tons/år i forhold til øko-basis. Dette svarer til en reduktion på ca. 34%.

Tabel 10.30 angiver nøgletallene for Scenarie M3.

Tabel 10.30 Nøgletal for Scenarie M3.

Samlede meromkostninger inkl. transportbesparelser	1,09 mia.kr./år
Break-even	
- meromkostning for el	3,0 øre/kWh
- brintpris	101 kr./GJ
- CO ₂ -reduktionspris	69 kr./ton CO ₂
Pris for diesel	64,7 kr./GJ

At gå så vidt som i dette scenarie koster noget. De samlede meromkostninger, inklusiv transportbesparelsen vurderet som værdien af det fortrængte brændsel, andrager ca. 1,1 mia.kr./år. Vurderes meromkostninger i forhold til anvendelsen af brint i transporten, bliver break-even prisen for brinten godt 100 kr./GJ, godt 55% højere end dieselpriisen. Denne pris er udregnet under forudsætning af, at den i brændselscellerne anvendte brint erstatter kul. Udregnes break-even prisen som en meromkostning for elforbrugerne, er prisstigningen til at overse - meromkostningen på 3,0 øre/kWh udgør ca. 6-9% af elprisen år 2030 (samfundsøkonomisk).

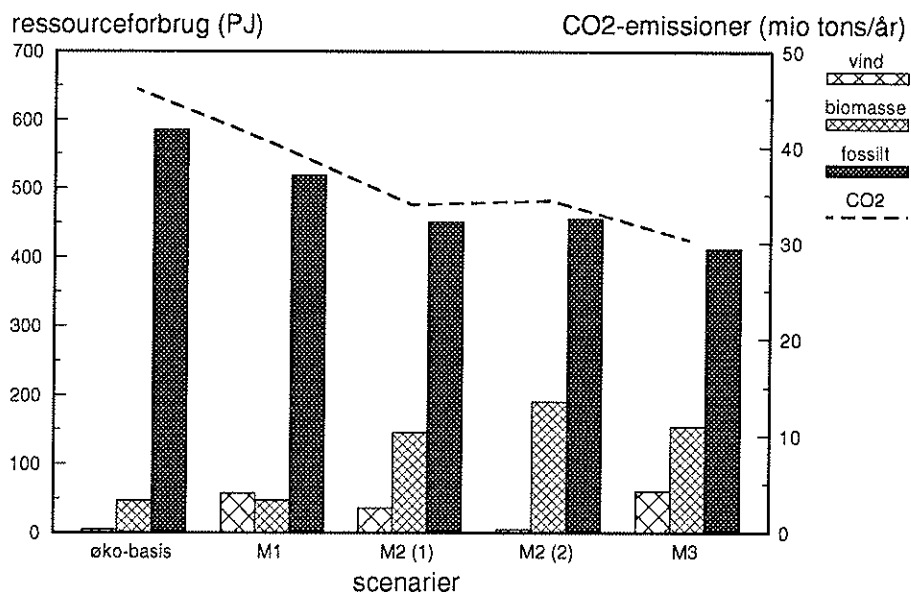
Den store CO₂-reduktion i scenariet betyder, at CO₂-reduktionsprisen bliver moderat, 69 kr./ton pr. år. Hvis der således ønskes markante CO₂-reduktioner, er dette scenarie en fin vej at gå.

10.4.5 Sammenligning af miljøscenarierne

I det følgende gives en summarisk sammenligning af miljøscenarierne, inklusiv varianten på Scenarie M2. Alle scenarier sammenlignes med øko-basis.

Figur 10.14 viser energiressourcerne og deres fordeling på vind, biomasse og fossilt brændsel i scenarierne, sammenholdt med udviklingen i den totale CO₂-emission. Alle miljøscenarierne medfører en stor CO₂-reduktion i forhold til øko-basis. CO₂-reduktionen er dog størst i M3-scenariet, hvor brinten anvendes såvel i transportsektoren som i centrale brændselsceller, hvor den substituerer kul.

Den relative ressourcefordeling er vist i Tabel 10.31, opdelt på el, varme og transport. Som det fremgår, opnås i alle miljøscenarierne en markant overgang til vedvarende energi.



Figur 10.14 Energiressourcer og CO₂-emission for de forskellige miljøscenarier.

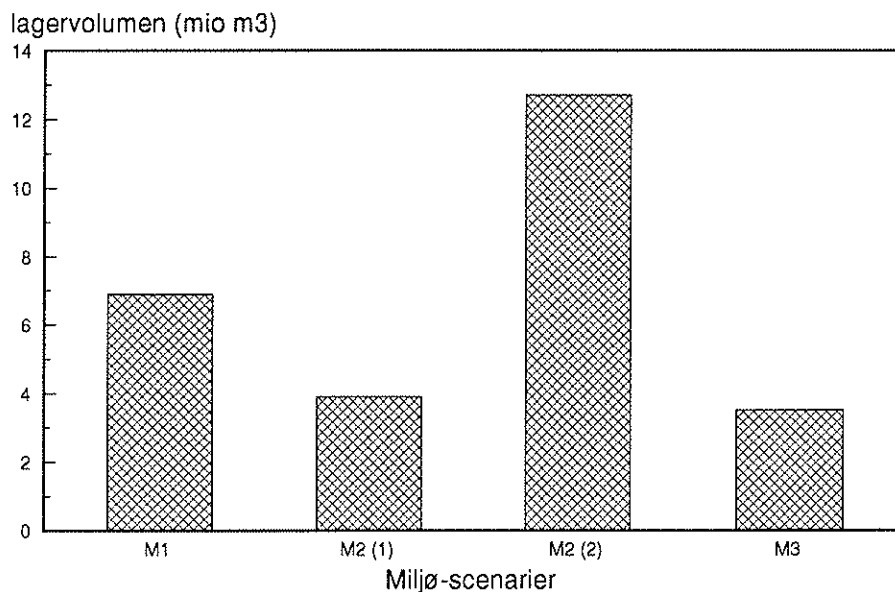
Tabel 10.31 Ressourcefordeling for de respektive miljøscenarier.

	M1	M2		M3
		(1)	(2)	
Elbehov dækket				
- af vedvarende energi	20%	35%	30%	55%
- fossilt	80%	65%	70%	45%
Varmebehov dækket				
- af vedvarende energi	0%	48%	62%	57%
- fossilt	100%	52%	38%	43%
Transportbehov dækket				
- af vedvarende energi	21%	21%	21%	21%
- fossilt	79%	79%	79%	79%

Størrelsen af de nødvendige brintlagre for de respektive miljøscenarier er vist på Figur 10.15. Det erindres, at produktion og forbrug af brint i transportsektoren er på 30 PJ i alle scenarier, dog udvidet med 20 PJ til centrale brændselsceller i Scenarie M3.

Bioforgasningsvarianten (2) af M2-scenariet har det absolut største lagerbehov, idet brintproduktionen på basis af forgasningen foregår om sommeren, mens brinten afsættes i jævnt forløb over året.

Endelig gives de væsentligste nøgletal i Tabel 10.32. Afhængig af kriterier synes flere af miljøscenarierne at fremvise lovende resultater.



Figur 10.15 Lagerforhold for de forskellige miljøscenarier.

Tabel 10.32 Nøgletal for alle miljøscenarierne.

	M1	M2		M3
		(1)	(2)	
CO ₂ -reduktionspris	263 kr./ton	22 kr./ton	-13 kr./ton	69 kr./ton
Meromkostninger for el	4,1 øre/kWh	0,7 øre/kWh	-0,4 øre/kWh	3,0 øre/kWh

10.5 Konklusion vedrørende scenarierne

Der er i det foregående gennemregnet forskellige varianter af totalscenarier inden for de 3 kategorier:

- Elsystemscenarier.
- Brintproduktionsscenarier.
- Miljøscenarier.

De 3 typer scenarier kan ikke umiddelbart sammenlignes, da de har hver deres indgangsvinkel i energisystemet, men inden for hver kategori kan der fokuseres på én scenarievariant, der bedst muligt opfylder kravene i hver af de 3 hovedscenarier.

I elssystemscenariet indføres brintteknologien i energisystemet som lastudjævning og ellagringsmulighed med det formål at inkludere større mængder vedvarende energi i kraftvarmesystemet. Hovedideen må således være at indføre en stor mængde vedvarende energi i energisystemet med en lav meromkostning pr. kWh produceret el.

I brintproduktionsscenarioet antages det, at elværkerne producerer brint med henblik på at kunne afsætte den i transportsektoren, hvor der forudsættes at være efterspørgsel på brint. Hovedformålet i dette scenarie er derfor at producere brint til så lav en pris som muligt for elværkerne i et ellers velfungerende elsystem.

I miljøscenariet er der specielt sat fokus på en reduktion af CO₂-emissionerne, og brintteknologien er indført i dette scenarie med det formål at reducere CO₂-emissionerne fra det totale energisystem så meget som muligt med skelen til CO₂-reduktionsprisen.

Inden for hvert hovedscenarie kan der fokuseres på en scenarievariant, der bedst muligt opfylder kravene i denne scenarietype. Hoveddata for de 3 udvalgte hovedscenarier er angivet i Tabel 10.33.

Tabel 10.33 Nøgletal for 3 udvalgte hovedscenarier.

	Elsystem-scenarie E2 (bio)	Brintproduktionsscenario P2	Miljø-scenarie M3
<i>Installerede effekter</i>			
Vind	1100 MW	500 MW	5500 MW
Forgasning	biomasse	kul	biomasse
- combined-cycle	1500 MW _{el}	2800 MW _{el}	1500 MW _{el}
- shift-proces	1800 MW _{brint}	1800 MW _{brint}	1800 MW _{brint}
Centrale brændselsceller	600 MW	-	1000 MW _{el}
Elektrolyse	-	-	3300 MW _{el}
<i>Vedvarende energiressourcer</i>			
Elbehov	43%	0%	55%
Varmebehov	57%	0%	57%
Transportbehov	0%	21%	21%
CO ₂ -emissioner	36 mio. ton/år	48,5 mio.tons/år	30 mio.ton/år
Reduktion i forhold til øko-basis	23%	5,4% stigning	34%
CO ₂ -reduktionspris	51 kr./ton CO ₂	-	69 kr./ton CO ₂
Brintpris	-	49 kr./GJ	101 kr./GJ
Meromkostning for el	1,4 øre/kWh	-1,3 øre/kWh	3,0 øre/kWh

Bioforgasningsvarianten af Scenarie E2 er det scenarie, der bedst opfylder kravene til elsystemscenariet, idet der i dette scenarie er dækket 43% af elbehovet og 57% af varmebehovet med vedvarende energi til en meromkostning på elprisen på 1,4 øre/kWh.

Ses der derimod kun på udnyttelsen af vedvarende energi til elproduktion, er E1-scenariet det foretrukne, idet 72% af elbehovet i dette scenarie dækkes af vedvarende energi. Dette medfører en meromkostning på ca. 5 øre pr. kWh produceret el.

De to gennemregnede scenarier for brintproduktion ligger tæt på hinanden, både med hensyn til CO₂ og pris på brinten, men det mest attraktive er P2-scenariet, som er refereret i Tabel 10.33. I scenariet anvendes brint i transportsektoren i stedet for diesel, hvilket medfører en CO₂-reduktion i transportsektoren på 25%, men da brinten produceres på basis af kul, medfører scenariet en CO₂-stigning i det totale energisystem. Miljømæssigt har scenariet dog den fordel, at CO₂-emissionerne flyttes fra at ske lokalt (i transportsektoren) til centralt (elværkerne), hvor

der er bedre mulighed for rensning eller eventuelt lagring af CO₂. Brint kan i scenariet produceres til en pris, der er 25% lavere end diesel.

Forgasningsprocessen kan i stedet for kul baseres på biomasse, hvorved brintproduktions scenariet også vil være miljømæssigt attraktivt. Dette er ikke behandlet i scenarierne, der er vurderet ud fra et økonomisk synspunkt.

For miljøscenariet er scenarievarianten M3 den mest interessante set ud fra et miljømæssigt synspunkt, hvor vægten er lagt på CO₂. Scenariet medfører en CO₂-emission for det totale energisystem på godt 30 mio. tons/år, hvilket er en reduktion på ca. 34% i forhold til øko-basis. Denne reduktion kan samtidig opnås til en lav CO₂-reduktionspris på ca. 69 kr./ton reduceret CO₂. Nøgletallene for dette scenarie er gengivet i Tabel 10.33.

På basis af scenarietkørslerne kan nedenstående påpeges:

- Kulforgasningsanlæg med combined-cycle fungerer godt i samspil med vindkraft, hvis brint indføres som energibærer. Combined-cycle delen af anlægget fungerer som lastfølge for vindkraften, og den overskydende syngas, der produceres, omsættes til brint via en shift-proces.
- Bioforgasningsanlæg er attraktive i forbindelse med brint som energibærer, idet de har samme lastfølgeevne som kulforgasningsanlæggene. Derudover medfører anvendelsen af bioforgasningsanlæg en væsentlig reduktion af CO₂-emissioner.
- Hvis der er efterspørgsel på brint, kan brint produceres på konventionelle konstant-drevne værker til en pris, der er ca. 25% lavere end diesel. En sådan brintproduktion medfører dog en stigning af CO₂-emissionen fra det totale energisystem, men CO₂-emissionen flyttes fra at ske lokalt til centralt, hvor der evt. bedre kan tages højde for emissionen.
- De konventionelle værker (evt. fluid bed-anlæg) kan eventuelt baseres på halm m.v., hvorved CO₂-emissionerne vil reduceres.
- Brint anvendes set ud fra et miljømæssigt synspunkt bedst i transportsektoren, hvor det erstatter diesel, eller i centralt installerede brændselsceller, hvor det erstatter kul.
- Selv ved store mængder vindenergi i elsystemet er det muligt at opnå et velfungerende system ved introduktion af brint. Produktion af brint ved elektrolyse på basis af overskudsel fra vindkraft er dog en relativt kostbar proces, der kan reduceres ved samspil med andre produktionsteknologier som eksempelvis kulforgasning eller reversible brændselsceller.

11 Brint som energibærer i udlandet

Der forskes i dag i brintteknologien i 39 lande. 90% af informationerne fra papers o.l. kommer fra USA, det tidligere USSR, Japan, Tyskland, Frankrig, England, Canada, Schweiz, Holland og Israel. Langt de fleste lande arbejder med metoder for produktion af brint og lagring af brint i metalhydrider.

11.1 Brintteknologiens perspektiver

Brint har som energibærer mange fordele:

- *Fleksibilitet.* Brints store fleksibilitet gør, at den kan erstatte alle fossile brændsler.
- *Miljø.* Brint er i sig selv en forureningsfri energibærer.
- *Lagring.* Det forhold, at brint kan lagres, gør, at produktionen af el kan gøres uafhængig af efterspørgslen, hvorved kraftanlæggene kan udnyttes maksimalt. Brint kan i store mængder specielt lagres i underjordiske strukturer, ligesom naturgas.
- *Distribution.* Brint kan med økonomisk fordel distribueres over store afstande.

De absolut mest attraktive forhold ved benyttelsen af brint som energibærer er de miljømæssige fordele samt foreneligheden af brint med elektricitet. Derudover er brint et godt lagringsmedium i et energisystem med elektricitet baseret på solceller, vindmøller eller bølgeenergi, d.v.s. varierende energikilder uden noget lagringspotentiale.

Specielt i transportsektoren kan der opnås store miljømæssige fordele, idet drivmidler som benzin og diesel kan erstattes med brint. Også udviklingen af brændselsceller til benyttelse i det fremtidige energisystem har stor betydning i forbindelse med brint som energibærer, idet brintbaserede brændselsceller vil forbedre elvirkningsgraden på kraftværkerne kraftigt.

Brint kan i dag ikke konkurrere økonomisk med fossile brændsler. Der bør imidlertid tages hensyn til eventuelle kommende miljøomkostninger, når brint vurderes som en mulig energibærer. Ved indførelse af energi- og miljøafgifter på elektricitet produceret ud fra fossile brændsler vil elproduktionsprisen stige, og brint produceret på basis af eksempelvis solceller vil derved blive konkurrencedygtig.

En grundlæggende forskning er ikke nødvendig for at kunne anvende brint som energibærer, men der vil være tekniske problemer, der skal løses vedrørende produktion, anvendelse og lagring af brint, før brint for alvor kan indgå i energisystemet. Det må derfor fremhæves, at videre udvikling og forbedring af brintteknologien er absolut nødvendig, hvis brintsystemet inden for en kortere tidsrække skal kunne konkurrere med det nuværende energisystem eller erstatte det.

11.2 Forskning og udvikling

En stor fordel ved brintteknologien er, at mange af komponenterne i brintsystemet er kendt teknologi på et højt udviklingsniveau. Nogle af teknologierne, f.eks. til transport og lagring af brint, har været anvendt i industrien i flere årtier. Alligevel kan intensiv forskning og udvikling blive nødvendig på områder som eksempelvis

anvendelsesmetoder og lagring i hydridler, og der foregår derfor meget forskning og udvikling i udlandet vedrørende brintteknologien.

11.2.1 Igangværende forskning og udvikling

Indenfor International Energy Agency (IEA) blev IEA Hydrogen Agreement etableret i 1977, og siden da er der startet 9 forskellige annexer vedrørende brint. 6 af disse er nu afsluttet. Annexerne omhandler følgende (ref. 15):

Annex 1	Thermochemical Production	år 1977-1988
Annex 2	High Temperature Reactors	år 1977-1979
Annex 3	Assessment of Potential Future Markets	år 1977-1980
Annex 4	Electrolytic Production	år 1979-1988
Annex 5	Solid Oxide Water Electrolysis	år 1979-1983
Annex 6	Photocatalytic Water Electrolysis	år 1979-1988
Annex 7	Storage Conversion and Safety	år 1983-
Annex 8	Hydrogen: Technical and Economic Assessment	år 1986-
Annex 9	Hydrogen Production	år 1989-

I IEA-samarbejdet deltager Belgien, Canada, EF, Tyskland, Italien, Japan, Holland, Sverige, Schweiz, England og USA.

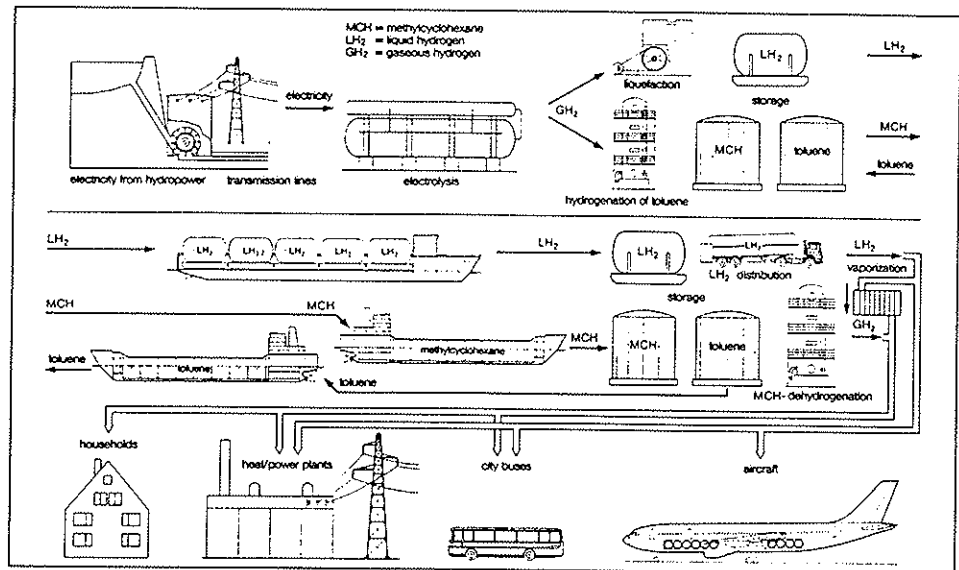
De projekter, der er i gang i dag i forbindelse med brintforskningen, har følgende overordnede formål:

- Demonstration af muligheden for at benytte brint som energibærer.
- Analyse af de tekniske problemer, der kan opstå ved drift under realistiske forhold.
- Optimering og koordinering af de forskellige involverede systemer.
- Udvikling af teknologier til prototypeniveau.
- Demonstration af selvforsyning i tilfælde, hvor der ikke er energiforsyning baseret på fossile brændsler.

Som eksempel på et igangværende projekt kan nævnes *Euro-Quebec Hydro-Hydrogen* pilotprojektet, der blev opstartet i 1987. I Quebec i Canada skal 100 MW vandkraft konverteres til brint via elektrolyse, hvorefter brinten i flydende form sejles til Hamburg og udnyttes her til elektricitet, opvarmning, drivmiddel i transportmidler, eller sammen med naturgas til privat og industrielt forbrug, jævnfør figur 11.1.

I Hamburg skal 820 bybusser konverteres til brintdrift. Hver bus kører maksimalt 350 km dagligt, og busserne vil således bruge omkring 6800 t LH₂ om året. Derudover vil der blive konstrueret en demo-airbus med flydende brint som drivmiddel. Air-bussen vil forbruge 5000 t LH₂ årligt. Endelig vil der være et brintforbrug på 4600 t om året til el og varme i form af kedler, gasturbiner og fosforsyrebrændselsceller.

Der er på nuværende tidspunkt foretaget flere studier vedrørende benyttelsen af brint i eksisterende energisystemer, men demonstrationsanlæg er også under etablering. Et demo-projekt af interesse for energisystemet som helhed er *Solar-Wasserstoff-Bayern* projektet (ref. 15, ref. 24). Anlægget er beliggende nær Neunburg vorm Wald i Bayern og menes at være repræsentativ for udnyttelsen af solenergi i Centraleuropa. Anlægsarealet er på omkring 50.000 m² og kan udvides

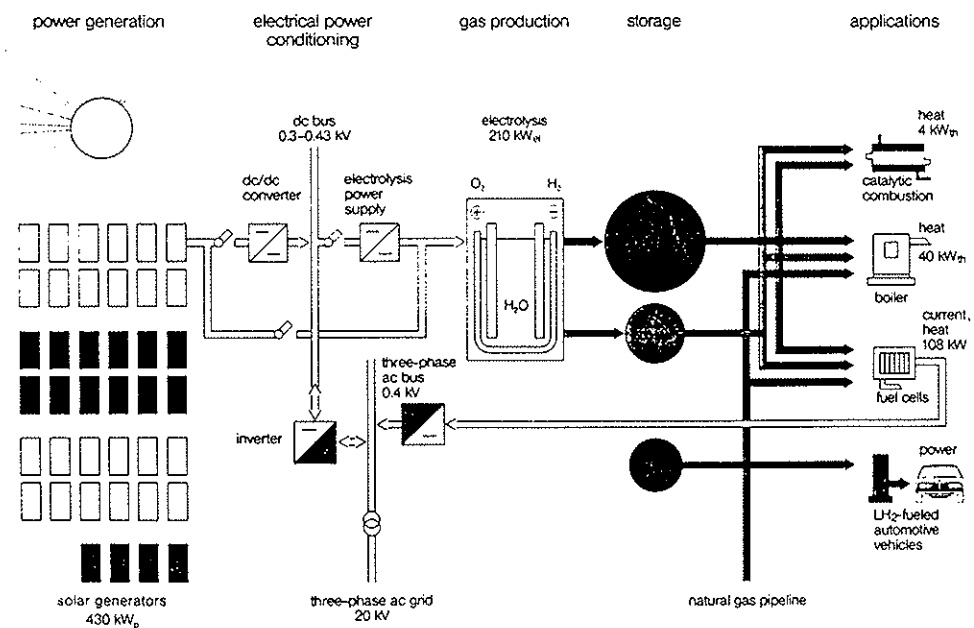


Figur 11.1 Euro-Quebec Hydro-Hydrogen pilotprojekt.

med yderligere 30.000 m². Anlægget består af solcellepaneler med forskellige siliciumteknologier, avancerede vandelektrolyseapparater med forskellige teknikker, behandling og efterfølgende lagring af tryksat gasformig brint og ilt, samt anvendelse af brinten i gasbrændere og brændselsceller baseret på forskellige teknologier. Der er også etableret en påfyldningsstation for flydende brint til forsøgsbiler, der kan køre på såvel benzin som brint. Den flydende brint indkøbes udenfor anlægget.

Lagringen af brint og ilt fungerer som buffer i hele anlægget for at demonstrere uafhængighed mellem energigenerering og forbrug. Der er installeret en naturgasledning til anlægget, således at energiforbruget kan dækkes enten af naturgas eller brint eller af en blanding af begge gasser.

Figur 11.2 viser et blokdiagram over anlægget.



Figur 11.2 Solar-Wasserstoff-Bayern demoprojekt.

Anlægget er opbygget med det formål at skaffe oplysninger af såvel teknisk som økonomisk art vedrørende forskellige sol/brintteknologier. Resultaterne af forsøgsprogrammet vil kunne benyttes ved dimensionering og opbygning af fremtidige storskala anlæg med solenergi og brint som energibærere. Udover solcellepaneler og elektrolyse afprøves følgende teknikker: Brændselsceller til stationær og mobil elgenerering, forskellige forbrændingsteknikker til opvarmningsformål samt en påfyldningsstation med flydende brint til drivmiddel i personbiler.

For at afprøve brint i transportsektoren er der i perioden 1984-88 i Berlin afprøvet 9 biler med brint som drivmiddel. Brinten har været lagret i bilerne i metalhydrider. Bilerne har tilsammen kørt 750.000 km. Tankning af brint i metalhydrid kræver et tryk på 50 bar, vandkøling skal monteres, og en påfyldning varer ca. 15 min.

De afprøvede personbiler var af typen Mercedes 230 E, som kan yde en topfart på 170 km i timen. Vægten af lagertanken var 360 kg, og tanken kunne lagre 41 Nm³ brint (svarende til 14 liter benzin). Dette gav en rækkevidde på 120 km.

11.2.2 Videre forskning og udvikling

Følgende områder kan i forbindelse med brintteknologiens udvikling i udlandet specielt påpeges for videre forskning og udvikling:

Produktion

- Forbedring af effektivitet, økonomiske forhold og pålidelighed af elektrolysatorer. Dette gælder såvel alkalisk, middeltemperaturelektrolyse som fastpolymer elektrolyse.
 - Effektiviteten er i dag rimelig høj, specielt hvad angår de alkaliske elektrolysatorer, men den kan stadig forbedres. Det vil dog være en billiggørelse af elektrolysatorerne, der vil have størst effekt for en øget betydning for brint i energisystemet.
- Demonstration af højtemperaturelektrolyse med højt effektivitetspotentiale.
 - Højtemperaturelektrolysen har en meget høj effektivitet i forhold til el-input.
- Demonstration og feltforsøg af elektrolysesystemer med uregelmæssige primære energikilder.
 - Elektrolyse er i dag en kendt teknik, men samspillet med fluktuerende energikilder har vist sig at give dårligere effektiviteter og driftsproblemer. Det er derfor vigtigt at afprøve dette samspil grundigt for at være i stand til at løse problemerne.
- Udvikling og afprøvning af biomasseforgasningsanlæg i stor skala.
 - Der er i flere lande intensivt arbejde igang vedrørende forgasning af biomasse, og erfaringer fra dette arbejde har vist, at biomasseforgasning på store anlæg er en billig fremstillingsmetode for brint.
- Udvikling og afprøvning af fotoelektrolyseprocessen.
 - Fotoelektrolyse er en proces, der kan få afgørende betydning for brintproduktion i samspil med solceller, og kan derved være med til at fremme udbredelsen af vedvarende energikilder i energisystemet. Processen er endnu på grundforskningsniveau, og kræver derfor stor indsats før den kan anvendes til produktion af brint.

Lagring og distribution

- Demonstration af effektive lagre i stor skala.
 - Hvis brint for alvor skal indgå som en energibærer i energisystemet, er det vigtigt at kunne lagre brinten i stor skala. Der findes i dag lagre for naturgas i undergrunden, og tilsvarende lagre, såvel salthorste som aquiferer, bør afprøves for lagring af brint.
- Demonstration i stor skala af brugbarheden af udstyr og tilbehør (undergrundslagre, rørsystemer, distributionsnetværk).
 - I tilknytning til afprøvning af store lagre skal også det overliggende udstyr testes for længere varende brintpåvirkning under forskellige trykforhold. Det kan være nødvendigt at anvende nye systemkomponenter.
- Afprøvning af naturgasnet for transport af brint.
 - Hovednaturgasnettet er ofte konstrueret til at kunne transportere brint, men det er uvist om distributionsnettet kan transportere ren brint. Dette er væsentligt at vide af hensyn til omkostningerne i forbindelse med anvendelsen af brint som energibærer.
- Udvikling af nye lagermaterialer.
 - Såvel metalhydrider som kryo-tanke bør videreudvikles. Det kan eksempelvis måske være muligt at udføre tanke i plastmaterialer, der kan godkendes til brint.
- Demonstration af sikkerhed og pålidelighed.
 - Sikkerheden og pålideligheden i forbindelse med transport og lagring af brint er et vigtigt element, der skal demonstreres, idet brint er en meget let og brændbar luftart, der fra befolkningens side er knyttet med stor usikkerhed.

Anvendelse

- Teknologier specifikt til brint: feltforsøg og opskalering (dampgenerator, katalytisk brænder), effektivitet, længere levetid, lavere omkostninger (brændselsceller).
 - Der er en del udvikling igang på anvendelsesområdet, men en afprøvning af teknologierne ud over laboratorieniveau er nødvendig. Ligeledes er videreudvikling nødvendig for at opnå højere effektivitet, længere levetid og eventuelt også lavere omkostninger.
- Brintanvendelsesområder til transportmidler.
 - Specielt inden for transportsektoren vil brint have sin niche, og det er her væsentligt at afprøve brint i forskellige tilstandsformer i forskellige transportmidler. Lagringen af brint i transportmidlet er i denne forbindelse en vigtig faktor. Ligeledes bør påfyldningssystemer udvikles og testes.
- Demonstration af sikkerhed og pålidelighed.
 - Også i forbindelse med anvendelsen af brint, specielt i transportsektoren, er sikkerhed og pålidelighed en væsentlig faktor, der skal demonstreres for at brint kan accepteres som en fremtidig energibærer.

12 Videre forskning og udvikling i forbindelse med brint som energibærer i det danske energisystem

I de opstillede scenarier fremkommer der et mindre eloverløb blot som følge af en bunden kraftvarmeproduktion i år 2030. Indføres der en vis mængde vedvarende energi i systemet, vil dette eloverløb stige væsentligt, og eloverløb på 15-20% virker ikke urealistiske ved indpasning af omtrent 4000 MW svarende til 30% af den forventede elefterspørgsel.

I de fleste af de udførte scenarier er der indført elektrolysatorer til omformning af overskudsel til brint samt kaverner til lagring af brint i stor skala. Brinten er bl.a. tænkt afsat i transportsektoren. De årlige omkostninger på produktionssiden ved indførelse af brintteknologien er stort set de samme som omkostningerne i øko-basisscenariet, hvor eloverløbet ikke udnyttes. D.v.s. brint må i det etablerede energisystem i Danmark anses for en absolut realistisk mulighed for lagring af overskudsel.

De miljømæssige fordele ved indførelse af brintteknologien og anvendelse af brinten i transportsektoren er væsentlige. Ved indpasning af betydelig vindkraft i det danske elsystem og ved at udnytte et eloverløb på eksempelvis 15% til produktion af brint og erstatte diesel i transportsektoren med brint vil der kunne opnås en reduktion på 4 mio. tons CO₂ om året.

Brintteknologien virker således som en realistisk energikilde i fremtidens energisystem i Danmark. I det følgende vil der derfor blive udpeget nogle områder inden for brintteknologien, der vil kræve en videre forskning og udvikling for at kunne anvende brint som energibærer i Danmark.

Derudover vil der blive påpeget områder, hvor en dansk forskningsindsats vil kunne resultere i en eksport af brintteknologier.

12.1 Nødvendig FoU i Danmark for anvendelse af brint som energibærer

Som nævnt i rapportens enkelte afsnit, findes der allerede på nuværende tidspunkt en betydelig viden om brintteknologi i Danmark inden for en række områder.

Der vil imidlertid være mange områder, hvor videre forskning og udvikling vil være nødvendig, hvis brint skal anvendes som energibærer i et fremtidigt energisystem i Danmark. Det vil i flere tilfælde være muligt at drage erfaring fra udlandet, mens det i nogle sammenhænge er nødvendigt at drage egne erfaringer.

Specielt fremgår det ud fra de opstillede og gennemregnede scenarier, at der stadig kræves en del systemanalyse for at kunne indpasse brintteknikken i energisystemet i Danmark.

Indførelse af eleffektive anlæg i det danske energisystem, såsom brændselsceller, kræver nøjere analyse, idet der hurtigt opstår varmebindinger i systemet. Disse bindinger kan evt. lindres ved indførelse af store varmelagre evt. på sæsonbasis.

Andre produktionsmetoder bør analyseres nøje. Eksempelvis har forgasning af biomasse i scenarierne vist sig at være attraktiv i samspil med brint set ud fra et miljømæssigt aspekt.

De mulige samspil mellem kulforgasning og forgasning af biomasse bør analyseres med henblik på vurdering af mulighederne for kombineret produktion af el, varme og brint.

Teknologiernes omkostninger bør undersøges på detailplan, idet de angivne omkostninger for indførelse af brintteknologien kun er overordnede omkostninger tilknyttet teknologien og ikke funktionssystemet omkring.

Væsentligt for, hvorledes brint kan udnyttes i energisystemet, er en analyse af naturgasnettet i forbindelse med distribution af brint. Der findes hos naturgasselskaberne og gasforsyningsvirksomheder en videnbase, der muliggør en dansk udvikling af egnet transportform for brint i relation til lokale forhold og bestemmelser. En afprøvning af naturgasnettet for transport af brint vil være af stor betydning, da der idag hersker stor tvivl om naturgasnettet kan benyttes til transport af brint, og hvor store ændringer der i givet fald skal udføres for at kunne benytte naturgasnettet til distribution af brint.

Med hensyn til lagring af brint vil det være nødvendigt at opnå erfaring med lagring af brint specielt i stor skala. Naturgaslagring er et felt, hvor der findes en dansk viden, og hvor der i samarbejde mellem naturgasselskaberne, gasforsyningsvirksomheder og forskningsinstitutioner vil kunne udføres det udviklingsarbejde, der er nødvendigt for at beherske brintlagringsteknik i stor skala. Lagring af naturgas i kaverner er i dag kendt teknik i Danmark, og erfaring herfra vil kunne benyttes i forbindelse med lagring af brint i kaverner. Yderligere er lagring af brint i aquiferer et interessant perspektiv, der også er kendt i forbindelse med lagring af naturgas.

Praktisk erfaring vil være nødvendig for at underbygge teorien om introduktion af brint som energibærer i energisystemet, da erfaring vedrørende samspillet mellem de forskellige teknologier kan ændre billedet. Eksempelvis er der regnet med en konstant høj virkningsgrad på elektrolysatorer. Denne virkningsgrad vil imidlertid sandsynligvis påvirkes af fluktuerende el-input og svinge op og ned. Det vil her være muligt at drage nogen erfaring fra udlandet.

En detaljeret analyse af mulighederne for anvendelse af brint i transportsektoren samt praktisk erfaring vil være væsentlig for en vurdering af brints mulige indtrængen i transportsektoren. Analyse af infrastrukturen er en væsentlig parameter.

12.2 FoU i Danmark med eksport for øje

Der foregår i dag en omfattende forskning og udvikling i udlandet på brintområdet, som omtalt i kapitel 11, og Danmark vil i den sammenhæng kun kunne bidrage med viden på enkelte områder.

Det kan her nævnes, at der igennem nogle år i Danmark har været forsket i den type af brændselsceller, der er baseret på faststof-oxidmaterialer. Indsatsen foregår som et nationalt dansk samarbejde mellem en række institutter og virksomheder med gode relationer til beslægtede udenlandske aktiviteter. Det danske projekt forventes allerede mod slutningen af 1992 at være i stand til at demonstrere brugbare resultater af industriel interesse, men der vil være behov for yderligere indsats i de kommende år. Der foregår megen dansk udvikling på materialeområdet i projektet. Denne viden vil sidenhen kunne eksporteres. Det kan her nævnes, at fastoxid-celler umiddelbart kan anvendes som højtemperaturolektrolysatorer med en meget høj virkningsgrad i brintfremstillingen. Dette, at det samme apparat kan anvendes både som brændselscelle og som elektrolysator, er økonomisk fordelagtigt i et energilagringssystem.

Endelig må det nævnes, at der i Danmark findes en stor viden om lette konstruktionsmaterialer baseret på plastkompositter, som med fordel vil kunne udnyttes i forbindelse med mobil lagring af brint i mindre målestok til f.eks. transportformål. Der er her faglig ekspertise til i et samarbejde mellem fremstillende virksomheder, arbejdstilsynsmyndigheder og forskningsinstitutioner at udvikle letvægtsstrykbeholdere, som vil kunne godkendes til anvendelse i Danmark. Dette vil være et oplagt område i eksportsammenhæng.

Referencer

1. *Selvam, P.* (1991). Energy and environment - an all time search. Geneva, Switzerland. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 16, No. 1, p. 35-45.
2. *Goltsova, L.F.; Garkusheva, V.A.; Alimova, R.F; Goltsov, V.A.* (1990). Scientometric studies of the problem of "hydrogen energy and technology" in the world. Donetsk, USSR. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 15, No. 9, p. 655-661.
3. *Scott, D.S.; Häfele, W.* (1990). The coming hydrogen age: Preventing world climatic disruption. Victoria, Canada; Jülich, F.R.G. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 15, No. 10, p. 727-737.
4. *Winther, C.J.; Klaiss, H.; Nitsch, J.* (1989). Hydrogen as an energy carrier: What is known? What do we need to learn? Stuttgart, F.R.G. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 15, No. 2, p. 79-91.
5. *Knoch, P.H.* (1989). Energy without pollution: Solar-wind-hydrogen systems: Some consequences on urban and regional structure and planning. München, F.R.G. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 14, No. 12, p. 903-906.
6. *Winther, C.J.; Nitsch, J.* (1989). Hydrogen energy - a "sustainable development" towards a world energy supply system for future decades. Stuttgart, F.R.G. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 14, No. 11, p. 785-796.
7. *Dinga, Gustav P.* (1989). Hydrogen: The ultimate fuel and energy carrier. Moorhead, USA. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 14, No. 11, p. 777-784.
8. *Marchetti, C.* (1988). Central-place theory and the key to hydrogen dominance. Laxenburg, Austria. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 13, No. 12, p. 725-728.
9. *Vaz de Campos, E.F.P.* (1987). The integration of hydrogen technologies with the energy utilities. Sao Paulo, Brasil. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 12, No. 12, p. 847-853.
10. *Lodhi, M.A.K.* (1987). Hydrogen city. Lubbock, Texas, USA. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 12, No. 11, p. 783-803.
11. *Winther, C.J.* (1987). Hydrogen energy - expected engineering break-throughs. Stuttgart, F.R.G. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 12, No. 8, p. 521-546.
12. *Nejat Veziroglu, T.* (1986). Hydrogen technology for energy needs of human settlements. Coral Gables, Miami, USA. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 12, No. 2, p. 99-129.
13. Møde hos DONG, Carsten Mørup. Hørsholm, Danmark. 19 april 1991.
14. *Jensens, J.* (1980). Energy Storage. Newnes-Butterworths.
15. *IEA Hydrogen Executive Committee* (1989). Program of research and development on the production of hydrogen from water.

16. *Finnstrøm, Bengt* (1989). Hydrogen - a study of efficiencies. Swedish National Board for Technical Development, Sweden. Paper vedlagt IEA Annual Report.
17. *Haussinger, P.; Lohmuller, R.; Watson, A.M.* (1991). Ullmanns værker. Hydrogen. Tyskland. Vol. A 13, p. 297-442.
18. Videofilm "*Europamondul 2000*" (1991).
19. *Eklund, G.; Krusenstierna, O. von* (1982). Storage and transportation of merchant hydrogen. Lidingø, Sweden. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 8, No. 6, p. 463-470.
20. *Nejat Veziroglu, T.* (1986). Hydrogen technology for energy needs of human settlements. Miami, USA. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 12, No. 2, p. 99-129.
21. *Kaske, G.; Plenard, F.J.* (1985). High-purity hydrogen distribution network for industrial use in Western Europe. Chemische Werke Hyls, Marl, F.R.G.; L'Air Liquide, Paris, France. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 10, No. 7, p. 479-482.
22. *Ohta T.; Funk, J.E.; Porter, J.D.; Tilak, B.V.* (1985). Hydrogen production from water: Summary of recent research and development presented at the fifth WHEC. Yokohama, Japan; Kentucky, New Jersey, New York, USA. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 10, No. 9, p. 571-576.
23. *Cameron, D.S.* (1990). World developments of fuel cells. Reading, England. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 15, No. 9, p. 669-675.
24. *Szyszka, A.* (1990). Technical communication. Realization of the solar-hydrogen project at Neunburg vorm Wald, F.R.G. München, F.R.G. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 15, No. 8, p. 597-599.
25. *Energistyrelsen* (1990). Energinyt. København, Danmark. 1990, Nr. 2.
26. *Kordesch, K. and others; Tomantschger, K.* (1989). Fuel cell research and development projects in Austria. Graz, Austria; Ontario, Canada. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 14, No. 12, p. 915-925.
27. *Tarney, D.S.* (1985). Hydrogen production at hydro-power plants. Federal Energy Regulatory Commission. Washington, USA. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 10, No. 9, p. 577-584.
28. *Sternfeld, H.J.; Heinrich, P.* (1989). A demonstration plant for the hydrogen/oxygen spinning reserve. Stuttgart, F.R.G. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 14, No. 10, p. 703-716.
29. *Crawford, G.A.; Hufnagl, A.F.* (1987). Electrolyser Inc. advanced hydrogen plant at Becancour, Quebec. Ontario, Canada. Int. J. Hydrogen Energy Vol. 12, No. 5, p. 297-303.
30. *Najjar, Y.S.H.* (1991). A cryogenic gas turbine engine using hydrogen for waste heat recovery and regasification of LNG. Jeddah, Saudi Arabia. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 16, No. 2, p. 129-134.

31. *Kaske, G.; Schmidt, P.; Kanngiesser, K.W.* (1991). Comparison between high-voltage direct-current transmission and hydrogen transport. Marl, F.R.G. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 16, No. 2, p. 105-114.
32. *Carden, P.O.; Paterson, L.* (1979). Physical, chemical and energy aspects of underground hydrogen storage. Canberra, Australia. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 4, p. 559-569.
33. *Veziroglu, T.N.; Gürkan, I.; Padki, M.M.* (1989). Remediation of greenhouse problem through replacement of fossil fuels by hydrogen. Coral Gables, Miami, USA; Eskisehir, Turkey. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 14, No. 4, p. 257-266.
34. *Nemeth, N.* (1990). Environment and energy: Problems, resolutions, solutions. Ottawa, Canada. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 15, No. 7, p. 457-462.
35. *Taylor, J.B.* (1984). Hydrogen energy prospects in Canada. Ottawa, Ontario, Canada. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 9, No. 1/2, p. 1-7.
36. *Peraldo Bicelli, L.* (1986). Hydrogen: A clean energy source. Milan, Italy. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 11, No. 9, p. 555-562.
37. *Dahiya, R.P.* (1986). Transition to hydrogen energy, Delhi, India. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 11, No. 6, p. 419-421.
38. *Guth, M.A.S.* (1986). Solar Hydrogen small user market potential. Knoxville, USA. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 11, No. 4, p. 247-265.
39. *Nitsch, J.E.* (1986). Large-scale solar energy utilization-possibilities and restrictions. Stuttgart, F.R.G. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 11, No. 1, p. 23-32.
40. *Hammerli, M.* (1984), When will electrolytic hydrogen become competitive? Ottawa, Ontario, Canada. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 9, No. 1/2, p. 25-51.
41. *Hydrogen Industry Council of Canada* (1984). New Industrial opportunities with hydrogen technologies. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 9, No. 1/2, p. 9-23.
42. *Grob, Gustav R.* (1990). Renewable, Clean Energies: Urgency-Solutions--Priorities. Zürich, Switzerland. 1st World Renewable Energy Congress, September 1990.
43. *Nejat Veziroglu, T.* (1983). The unifier of non-conventional energy sources: Hydrogen energy system. Coral Gables, Miami, USA. In: *Furlan, G.; Mancini, N.A.; Sayigh, A.A.M.* (eds.). A 1983 view of non-conventional energy sources. Miramare, Trieste, Italy. June 1983.
44. *Nejat Veziroglu, T.* (1989). Comparison of solar-hydrogen with synthetic fossil fuels. Coral Gables, Miami, USA. *Energy Storage Systems* p. 431-447. *Killac, B.; Kakac S.* (eds.)
45. *Eljrushi, G.S.; Veziroglu, T.N.* (1990). Solar-Hydrogen energy system for Libya. Tripoli, Libya; Coral Gable, Miami, USA. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 15, No. 12, p. 885-894.

46. *Gretz, J.; Baselt, J.P.; Ullmann, O.; Wendt, H.* (1990). The 100 MW Euro--Quebec hydro-hydrogen pilot project. Varese, Italy; Frankfurt, F.R.G., Ottobrunn, Germany; Darmstadt, F.R.G. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 15, No. 6, p. 419-424.
47. *Browne, S.H.; Neill, D.R.; Takahashi, P.K.* (1988). The Hawaii hydrogen from renewable energy program. Honolulu, Hawaii, USA. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 13, No. 8, p. 483-488.
48. *Quadflieg, H.* (1988). From research to market application? Experience with the German hydrogen fuel project. Cologne, F.R.G. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 13, No. 6, p. 363-374.
49. *Nitsch, J.; Winther, C.J.* (1987). Solar hydrogen energy in the F.R. of Germany: 12 theses. Stuttgart, F.R.G. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 12, No. 10, p. 663-667.
50. *Flowers, A.; Krist, K.* (1987). Overview of gas research institute R&D program. Chicago, Illinois, USA. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 12, No. 10, p. 669-674.
51. *Alder, H.P.* (ed.) (1987). Report of the Swiss Group: Hydrogen in air transportation, feasibility study for Zürich Airport, Switzerland. Würenlingen, Switzerland. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 12, No. 8, p. 571-585.
52. *Dutta, S.* (1990). Technology assessment of advanced electrolytic hydrogen production. Cape Canaveral, Florida, USA. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 15, No. 6, p. 379-386.
53. *Dutta, S.; Block, D.L.; Port, R.L.* (1990). Economic assessment of advanced electrolytic hydrogen production. Cape Canaveral, Florida, USA. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 15, No. 6, p. 387-395.
54. *Millet, P.; Durand, R.; Pineri, M.* (1990). Preparation of new solid polymer electrolyte composites for water electrolysis. Grenoble, St. Martin d'Hères, France. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 14, No. 4, p. 245-253.
55. *Yoshida, K.; Kameyama, H.; Aochi, T.; Nobue, M.; Aihara, M.; Amir, R.; Kondo, H.; Sato, T.; Tadokoro, Y.; Yamaguchi, T.; Sakai, N.* (1990). A simulation study of the UT-3 thermochemical hydrogen production process. Tokyo, Japan. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 15, No. 3, p. 171-178.
56. *Ogden, J.M.; Williams, R.H.* (1990). Electrolytic hydrogen from thin-film solar cells. Princeton, USA. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 15, No. 3, p. 155-169.
57. *Kovacik, G.; Oguztoreli, M.; Chambers, A.; Özüüm, B.* (1990). Equilibrium calculations in coal gasification. Alberta, Canada. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 15, No. 2, p. 125-131.
58. *Baykara, S.Z.; Bilgen, E.* (1989). An overall assessment of hydrogen production by solar water thermolysis. Gebze, Kocaeli, Turkey; Montreal, Canada. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 14, No. 12, p. 881-891.

59. Rabah, M.A.; Eldighidy, S.M. (1989). Low cost hydrogen production from waste. Cairo, Zagazig, Egypt. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 14, No. 4, p. 221-227.
60. Siegel, A.; Schott, T. (1988). Optimization of photovoltaic hydrogen production. Stuttgart, F.R.G. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 13, No. 11, p. 659-675.
61. Bochrus, J.O'M.; Kainthla, R.C. (1988). The conversion of light and water to hydrogen and electric power. Texas, USA. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 13, No. 6, p. 375-383.
62. Ohta, T. (1988). Photochemical and photoelectrochemical hydrogen production from water. Yokohama, Japan. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 13, No. 6, p. 333-339.
63. Döntzig, W.; Dietrich, G.; Erdle, E.; Streicher, R. (1988). Electrochemical high temperature technology for hydrogen production or direct electricity generation. Frankfurt, West Germany. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 13, No. 5, p. 283-287.
64. DaSilva, D.B.; Bitu, R.S. (1988). Electrolytic hydrogen production in Brazilian electric utilities - a way to increase return on investments. Sao Paulo, Brasil. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 13, No. 2, p. 77-79.
65. Baltazar, V.; Prion, D.L.; Gul, T. (1988). Electrolysers for hydrogen production - an international marketing study. Montreal, Canada. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 13, No. 2, p. 61-66.
66. Lodhi, M.A.K. (1987). Hydrogen production from renewable sources of energy. Texas, USA. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 12, No. 7, p. 461-468.
67. Cypres, R. (1987). Modern carbochemical processes for hydrogen production from coal. Brussels, Belgium. Int. J. Hydrogen energy, Vol. 12, No. 7, p. 451-460.
68. Jin Shan, Wang; Peng Sheng, Mao; Fu Shan, Tang (1987). Hydrogen production in China and its prospects. Zibo, Shandong, China. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 12, No. 5, p. 315-321.
69. Engels, H.; Funk, J.E.; Hesselmann, K.; Knoche, K.F. (1987). Thermochemical Hydrogen Production. Aachen, West-Germany; Lexington, Kentucky USA. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 12, No. 5, p. 291-295.
70. Tennakone, K. (1987). Two-step photochemical reaction for hydrogen production. Matara, Sri Lanka. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 12, No. 2, p. 79-80.
71. Ahn, Y.K.; Fischer, Wm.H. (1986). Production of hydrogen from coal and petroleum coke: Technical and economic perspectives. Reading, USA. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 11, No. 12, p. 783-788.
72. Shieh, C.L. (ed.) (1986). Bibliography of Chinese works on hydrogen energy and related subjects. Shenzhen, China. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 11, No. 12, p. 821-824.

73. *Docekal, J.* (1986). Hydrogen production from hydrocarbons. Brno, Czechoslovakia. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 11, No. 11, p. 709-714.
74. *Ahmed, S.M.* (1986). The Canadian contribution to the I.E.A. work on photoelectrolysis of water. Ottawa, Ontario, Canada.
75. *Kharkats, Yu.I.; German, E.D.; Kazarinov, V.E.; Pshenichnikov, A.G.; Pleskov, Yu.V.* (1986). Hydrogen production by solar energy: Optimization of the plant "solar array + electrolyzer". Moscow, USSR. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 11, No. 10, p. 617-621.
76. *Fischer, M.* (1986). Review of hydrogen production with photovoltaic electrolysis systems. Stuttgart, F.R.G. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 11, No. 8, p. 495-501.
77. *Ledjeff, K.* (1990). Comparison of storage options for photovoltaic systems. Freiburg, F.R.G. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 15, No. 9, p. 629-633.
78. *Krepec, T.; Miele, D.; Lisio, C.* (1990). Improved concept of hydrogen on-board storage and supply for automotive applications. Montreal, Quebec, Canada. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 15, No. 1, p. 27-32.
79. *Lewis, F.A.* (1987). Structural alterations of metals in the generation, distribution and storage of hydrogen. Belfast, Northern Ireland. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 12, No. 8, p. 643-655.
80. *Suda, S.* (1987). Metal Hydrides. Tokyo, Japan. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 12, No. 5, p. 323-331.
81. *Zaidman, B.; Wiener, H.; Sasson, Y.* (1986). Formate salts as chemical carriers in hydrogen storage and transportation. Jerusalem, Israel. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 11, No. 5, p. 341-347.
82. *Taylor, J.B.; Alderson, J.E.A.; Kalyanam, K.M.; Lyle, A.B.; Phillips, L.A.* (1986). Technical and economic assessment of methods for the storage of large quantities of hydrogen. Canada. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 11, No. 1, p. 5-22.
83. *Podgorny, A.N.; Mischenko, A.I.; Solovey, V.V.* (1984). Techno-economic aspects of hydrogen storage in an automobile. Kharkov, USSR. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 9, No. 9, p. 773-781.
84. *Wallace, J.S.* (1984). A comparison of compressed hydrogen and CNG storage. Toronto, Canada. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 9, No. 7, p. 609-611.
85. *Martin, K.P.* (1985). Underground storage in salt cavities. Hydrogen Industry Council's Information Bulletin, Vol. 2, No. 4.
86. *Steinberg, Meyer; Cheng Hsing C.* (1989). Modern and prospective technologies for hydrogen production from fossil fuels. Upton, USA. *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 14, No. 11, p. 797-820.

87. *Kaske, G.; Schmidt, P.; Kanngiesser, K.W.* (1991). Comparison between high-voltage direct-current transmission and hydrogen transport. Marl, Tyskland. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 16, No. 2, p. 105-114.
88. *Dreyer, W.* (1982). Underground Storage of Oil and Gas in Salt Deposits and Other Non-Hard Rocks. Stuttgart, Tyskland. Geology of Petroleum, Vol. 4.
89. *Winther, C.-J.; Nitsch, J.* (1986). Wasserstoff als Energieträger.
90. *Hydrogen Energy*. A symposium arranged by the Royal Swedish Academy of Engineering Sciences, May 21 (1981). IVA-rapport 199. Ingenjörsvetenskapsakademien, Stockholm, Sverige.
91. *Schleisner, L.; Nielsen, L.H.* (1991). Brint som energibærer. Statusnotat. Energisystemgruppen, Forskningscenter Risø, Roskilde, Danmark.
92. *Braun, J.; Lindstrøm, O.; Lundgren, L.; Sigurd, D.; Stolt, L.* (1988). El-framstilling før fremtiden. Energiforskningsnämnden, Efn-rapport nr. 26. Sverige.
93. *Schleisner, L.* (1990). El- og varmeproduktionsteknologier. Risø-M-2877. Forskningscenter Risø, Roskilde, Danmark.
94. *Energisystemgruppen* (1984). Den teknologiske udvikling og dennes betydning for udformningen af det fremtidige energisystem. Udredningsopgave for Energiministeriet. Forskningscenter Risø, Roskilde, Danmark.
95. *Rider, D.K.* (1981). Energy: Hydrocarbon fuels and chemical resources. Bell Laboratories, Murray Hill, USA.
96. *Glynn, P.* (1986). Prospects for hydrogen from advanced water electrolysis. Based on results emanating from the EEC R&D subprogramme on hydrogen (1975-83). EUR-10290. Dublin, Irland.
97. *Hydrogen: Its Technology and Implications* (1979). Vol. I-V. CRC Press, Florida, USA.
98. *Giacomazzi, G.* (1988). Hydrogen supply over long distances using chemicals. Description, evaluation and comparison of benzene and toluene based technical systems. EUR-11330. Ispra, Italien.
99. *Lindblom, U.E.; Goodall, D.C.; Brekke, T.L.* (1985). Underground bulk storage of hydrogen in mined caverns. Energiforskningsnämnden, Långsiktig energiteknikforskning (LET). Projektresultat EFN/LET 1984:24. Berkeley, Californien.
100. *Kelley, J.H.; Hagler, R.* (1979). Storage, transmission and distribution of hydrogen. Pasadena, USA. Int. J. Hydrogen Energy, Vol. 5, p. 35-54.
101. *Østerberg, C.-J.* (1987). Vätgas en fremtida energibärare. Energiforskningsnämnden, Efn-rapport nr. 25. Sverige.
102. *Foh, S.; Novil, M.; Randolph, P.* (1979). Underground hydrogen storage. Brookhaven National Lab., Upton, USA.

103. *Neale, M.; Martin, K.P.* (1991) ICI Runcorn og ICI Wilton, England. Personlig kommunikation.
104. *Wonigkeit* (1991). Stadtwerke Kiel, Kile, Tyskland. Personlig kommunikation.
105. *Styrikovich, M.A.; Malysenko, S.P.* (1986). Bulk Storage and Transmission of Hydrogen in Hydrogen Energy Progres VI. Proc. 6th World Hydrogen Energy Conf., Vienna 1986. p. 765-786.
106. *Fueki, K.* Professor Emeritus, the University of Tokyo, Chairman, WEC fuel cell study committee (1988). Fuel cell-past trends and future prospects.
107. *Neste Oy* (1992). New Hydrogen Technologies. Project report: Evaluation of technologies. Finland.
108. *Lauridsen, Ebbe* (1991). Gasturbiner og gasmotorer i hård konkurrence om kraft/varmemarkedet. VVS Danmark, Vol. 27, No. 13, november 1991.
109. *Schleisner, Lotte; Nielsen, Lars Henrik; Pedersen, Allen Schrøder; Kjølner, John* (1991). Brint som energibærer (med fokus på ellagring). Statusrapport. Risø-M-2940. Forskningscenter Risø, Roskilde, Danmark.
110. *Mogensen, Mogens* (1990). Brændselsceller. Et gammelkendt princip anvendes i fremtidens elproduktion. Rapport fra Forskningscenter Risø, Roskilde, Danmark.
111. *Lees, Frank P.* (1980). Loss Prevention in the Process Industries (Volume 1, p. 589). Butterworth.
112. *Loss Prevention Bulletin*, Articles and case histories from process industries throughout the world. No.'s 015, 021, 023, 068, 078, and 083. The Institution of Chemical Engineers, Rugby, England.
113. *Brundtland-scenariemodellen - BRUS* (1990). Baggrundsrapport nr. 7 til Energi 2000. Forskningscenter Risø, Afdelingen for Systemanalyse, Roskilde, Danmark.
114. *Energi 2000* (1990). Handlingsplan for en bæredygtig udvikling. Energiministeriet.

A Bilag 1

A.1 Nøgletal for brintteknologier benyttet i scenariekørsler

En forudsætning for at kunne gennemregne forskellige scenarier, hvor brintteknologierne indgår, er, at der kan opstilles brugbare nøgletal for teknologierne i år 2030. De nøgletal, der benyttes i scenarierne for hver teknologi, er følgende:

- Virkningsgrad.
- Levetid.
- Miljøemissioner (her kun CO₂).
- Investering pr. installeret MW brint.
- Årlig drift og vedligeholdelse i % af investeringen.

I det følgende er angivet tabeller med de nøgletal, der har dannet grundlag for de i kapitel 8 og 10 opstillede scenarier. Nøgletallene er angivet for omkring år 2030, og hvor det menes at have interesse, er referencetallet for år 1990 angivet i parentes. Nøgletal, der ikke er angivet i det følgende, er hentet fra Energi 2000. Dette gælder eksempelvis de konventionelle værker, der ikke er brintspecifikke.

Tabel A.1 Data for brintproduktionsteknologier

	Virkningsgrad (%)		Levetid (år)	CO ₂ kg/GJ	Investering (krk/MW)		Årlige driftsomk. (% af inv.)
	El	Brint			El	Brint	
Elektrolyse		94 (80-90)	20	0		2300	10
Kulforgasning	53 (40-45)	70 (55-65)	30	100	5200	2000	3
Biomasseforgasning	53	70	25	0	5200	2000	3

Den angivne elektrolyseproces er en alkalisk trykelektrolyse.

Tabel A.2 Lagerdata

Lager	Virkningsgrad	Levetid	Investering	Årlige driftsomk. (% af inv.)
Kaverne	99%	30 år	300 kr./m ³	1,6%

Der er i beregningerne benyttet en virkningsgrad på 97% inkl. tab i forbindelse med distribution af brint fra lageret.

Table A.3 Data for brintforbrugsteknologier

Brændselsceller	Virkningsgrad (%)	Levetid (år)	CO ₂ kg/GJ	Investering (kr./MW)	Årlige driftsomk. (% af inv.)
PAFC	central	10-20	0	5000	7,5
	decentral	10-20	0	6300	7,5
MCFC	central	10-20	0	5000	7,5
	decentral	10-20	0	6300	7,5
SOFC	central	10-20	0	3780	7,5
	decentral	10-20	0	5040	7,5

De angivne virkningsgrader for brændselscellerne er med naturgas som drivmiddel, men de forventes at ligge i samme interval eller endda lidt højere med brint som drivmiddel.

Investeringsomkostningerne er inklusive anlægs- og installationsomkostninger.

I det følgende omtales de økonomiske forhold, der ligger til grund for tabellerne.

Elektrolyse (ref. 16, 17, 53)

Investeringsomkostningerne for et konventionelt alkalisk elektrolyseanlæg med en brintproduktion på omkring 950 million Nm³ om året er i dag ca. 2020 kr./kW elektrisk input til anlægget. De tilsvarende drifts- og vedligeholdelsesomkostninger udgør 10% af investeringen årligt. Produktionsomkostningerne pr. Nm³ brint ligger i dag på omkring 1,4 kr.

Kulforgasning (ref. 17, 86, 67, 107)

Kulforgasningsanlæg med combined-cycle (IGCC-anlægget) er et investerings tungt anlæg, og den specifikke pris for et anlæg synes at være ret afhængig af anlægsstørrelsen. Det vil derfor være hensigtsmæssigt at bygge rimelig store IGCC-anlæg i størrelsesordenen 300 MW_{el} eller derover.

Investeringen i et IGCC-anlæg uden brintfremstilling ligger på 7-8000 kr/kW. Investeringen for et kulforgasningsanlæg til fremstilling af 950 million Nm³ brint om året ligger i dag på 2200-2800 million kr. (1987-priser). Investeringen opgjort i forhold til energiinput til processen kan opgøres til 2150 kr./kW for Texaco-processen og 4000 kr./kW for Koppers-Totzek-processen. Dette er udregnet på basis af en øvre brændværdi for kul på 38.100 kJ/kg kul.

Drifts- og vedligeholdelsesudgifterne udgør årligt 16% af investeringen, heraf er de 10% udgifter til kul.

Produktionsomkostningerne pr. Nm³ H₂ ligger i dag i området 1,05-1,25 kr. afhængig af forgasningsprocessen.

Biomasseforgasning (ref. 107)

Kapitalomkostningerne i forbindelse med brintproduktion på basis af forgasning af biomasse er mindre end ved forgasning af kul, da der ikke kræves et så komplekst system for rensning af varm gas.

Produktionsomkostningerne er meget afhængig af prisen på biomasse. Omkostningerne er i en udredning (DeLuchi fra Princeton University) beregnet til 10 US\$/GJ (0.68 kr./Nm³) brint på basis af biomasse til en værdi af 4 US\$/GJ (450 kr./ton).

Da det ikke har været muligt at skaffe tilstrækkelig nøjagtige nøgletal til scenarierne, er biomasseforgasningen i denne rapport behandlet som kulforgasning med samme nøgletal for virkningsgrader og økonomi.

Brændselsceller (ref. 20, 25)

Brændselsceller er i dag temmelig kostbare, da teknologien endnu er på udviklingsstadiet, og en masseproduktion ikke er i gang.

I dag koster en prototypebrændselscelle (PAFC) omkring 2000-3000 \$/kW. Prisen forventes at komme ned på 350 \$/kW ved en startende masseproduktion (ref. 20). Et fastoxidbrændselscelleanlæg forventes om en halv snes år at kunne producere for 5-8000 kr. pr. installeret kW (ref. 25).

Andre kilder nævner tilsvarende priser. I ref. 87 angives således en kapitalomkostning på 1430 DM/kW og en drifts- og vedligeholdelsesomkostning på 7 % af investeringen årligt.

Lagring

Det har ikke inden for rammerne af dette projekt været muligt at vurdere omkostningerne ved at lagre brint i et underjordisk lager. Prisen vil også afhænge af, om man benytter et eksisterende naturgaslager, eller om der må påregnes omkostninger til konstruktion af lageret. Med hensyn til lagring i undergrundskaverne findes der dog tilgængelige priser i forbindelse med lagring af naturgas. En kaverne på 300-500.000 m³ vil kunne etableres for 50 mio.kr. Procesudstyr vil koste mellem 100 og 150 mio.kr. (udstyr til 150.000 Nm³/h).

Lagring af brint som magnesiumhydrid har tidligere været undersøgt på Risø. I rapporten for arbejdet ("Kemisk energilagring baseret på metallhydrider" af Bjørn Vigeholm, Risø-M-2608) er der gennemført en beregning for, hvad omkostningerne er ved at lagre brint som MgH₂. På grundlag af en række forudsætninger, bl.a. døgnlagring i størrelsesordenen 700 MJ (ca 200 kWh) konkluderer rapporten, at lagringen vil medføre en omtrentlig fordobling af el-produktionsprisen. Der tilføjes dog, at serieproduktion af lagre og forøget anlægsstørrelse forventes at kunne nedbringe den samlede energipris efter lagring til 1.5 gange den nuværende el-produktionspris.

Lagring af flydende brint indebærer udgifter til anlægsinvesteringer, drift og vedligeholdelse af anlægget samt tab af brint ved fordampning. For en lagerstørrelse på 30.000 Nm³ kan der overslagsvis beregnes en lagringspris på 60 øre/Nm³*døgn i 1992-ører.

B Bilag 2

B.1 Installerede effekter i energisystemet i de respektive scenarier

I det følgende er opstillet tabeller, der omfatter de effekter, der er installeret i energisystemet i de forskellige totalscenarier år 2030. Den totale angivne effekt i tabellerne er den installerede effekt med lastfølgeevne inkl. 15% reservekapacitet. Den installerede vindkraft er ikke iberegnet. I hvert tilfælde er øko-basis-scenariets sammensætning angivet til sammenligning.

Scenarie E1

I dette scenarie indføres 4650 MW vindkraft, og på basis af det fremkomne el-overløb produceres brint ved elektrolyse. Brinten anvendes siden hen i centralt installerede brændselsceller.

Scenarie E2

Der indføres i dette scenarie en mindre mængde vindkraft samt kulforgasning. Shift-delen i forgasningsanlægget benyttes til brintproduktion, der senere anvendes i centrale brændselsceller.

Tabel B.1 viser de installerede effekter i Scenarie E1 og Scenarie E2 sammenholdt med øko-basis.

Tabel B.1 Installeret effekt i E-scenarierne sammenholdt med øko-basis.

	Øko-basis	E1	E2
Vind	500 MW	4650 MW	1100 MW
Udtagsværker	6400 MW	5550 MW	4500 MW
Decentralt	950 MW	950 MW	950 MW
Industrielt	650 MW	650 MW	650 MW
Centrale brændselsceller	-	900 MW	600 MW
Kulforgasning (IGCC)	-	-	1500 MW
I alt ekskl. vind	8000 MW	8050 MW	8200 MW

Scenarie P1

I Scenarie P1 produceres brinten på basis af konventionelle værker i konstant drift, og brinten anvendes i transportsektoren.

Scenarie P2

Brint produceres i dette scenarie ved en shift-proces installeret på kul- eller biomasseforgasningsanlæg, og brinten anvendes i transportsektoren.

Installerede effekter i Scenarie P1 og Scenarie P2 fremgår af Tabel B.2.

Tabel B.2 Installeret effekt: P1 og P2-scenariet.

	Øko-basis	P1	P2
Vind	500 MW	500 MW	500 MW
Udtagsværker	6400 MW	2000 MW	3800 MW
Decentralt	950 MW	950 MW	950 MW
Industrielt	650 MW	650 MW	650 MW
Værker i konstant drift	-	4400 MW	-
Kulforgasning (IGCC)	-	-	2600 MW
I alt ekskl. vind	8000 MW	8000 MW	8000 MW

Scenarie M1

I Miljøscenariet M1 indføres 5300 MW vindkraft, og der installeres elektrolysatorer til produktion af brint på basis af overløbsel. Brinten anvendes i transportsektoren. De installerede effekter i scenariet er vist i Tabel B.3.

Tabel B.3 Installeret effekt i M1-scenariet.

	Øko-basis	M1
Vind	500 MW	5300 MW
Udtagsværker	6400 MW	6400 MW
Decentralt	950 MW	950 MW
Industrielt	650 MW	650 MW
I alt ekskl. vind	8000 MW	8000 MW

Scenarie M2

Scenarie M2 er kørt i 2 varianter. I Scenarievarianten M2 (1) er der indført 3300 MW vindkraft og elektrolysatorer til omdannelse af overløbsel til brint. Derudover er der installeret bioforgasningsanlæg med combined-cycle.

I Scenarievariant M2 (2) nedtones vindkraften i niveau til øko-basis, og bioforgasningen opskales, og shift-delen benyttes til brintproduktion.

I begge varianter anvendes brinten i transportsektoren. De installerede effekter i de 2 varianter er angivet i Tabel B.4.

Tabel B.4 Installeret effekt i Scenarie M2.

	Øko-basis	M2 (1)	M2 (2)
Vind	500 MW	3300 MW	500 MW
Udtagsværker	6400 MW	5100 MW	5100 MW
Decentralt	950 MW	950 MW	950 MW
Industrielt	650 MW	650 MW	650 MW
Bioforgasning (IGCC)	-	1300 MW	1800 MW
I alt ekskl. vind	8000 MW	8000 MW	8500 MW

Scenarie M3

Der installeres i dette scenarie både vindkraft, elektrolysatorer og bioforgasningsanlæg med shift-del til brintproduktion. Brinten anvendes såvel i transportsektoren som i centrale brændselsceller. Tabel B.5 viser den installerede effekt i systemet.

Tabel B.5 Installeret effekt i Scenarie M3.

	Øko-basis	M3
Vind	500 MW	5500 MW
Udtagsværker	6400 MW	3500 MW
Decentralt	950 MW	950 MW
Industrielt	650 MW	650 MW
Bioforgasning (IGCC)	-	1500 MW
Centrale brændselsceller	-	1000 MW
I alt ekskl. vind	8000 MW	7600 MW

C Bilag 3

C.1 ES³-modellen

Modelkarakteristik og struktur

ES³-modellen er et konsekvensberegningværktøj udviklet med sigte på analyse af givne energisystemkonfigurationers konsistens, hvad angår effektdimensionering og energiomsætning.

Modellen kan anvendes til dimensionering af systemer på overordnet niveau. I modellens nuværende version alene ud fra forudsætninger på aggregeret teknisk niveau. I sin nuværende skikkelse har modellen ingen økonomi-del, og modellen udfører ingen optimeringer i systemet. Modellen tillader interaktiv og iterativ konsekvensanalyse af energisystemer og præsenterer systemtekniske nøgletal for brugeren samt giver grafisk oversigt over forudsætninger og resultater i form af tidsserier og varighedskurver.

ES³-modellen kan opfattes som en submodel til BRUS-modellen, der er anvendt til de videre økonomiske og energi- og miljømæssige beregninger.

Det simulerede system i ES³-modellen kan omfatte en behovsside for elektricitet, varme og brint, og en forsyningside for de samme energibærere samt lagre for varme og brint. Desuden kan systemet omfatte en sondring mellem central, decentral og lokal produktion og efterspørgsel.

Det er nødvendigt at afgrænse detaljeringsgraden i beskrivelsen af et system med så vide grænser bl.a. af hensyn til modellens operationalitet. Derfor er et beskrivelsesniveau tilstræbt, der dels giver en tilfredsstillende tæt beskrivelse af systemet, og som desuden er hensigtsmæssigt set i relation til datasiden samt det niveau, resultatsiden ønskes at kunne tolkes på.

Det valgte beskrivelsesniveau i ES³-modellen er i korthed karakteriseret ved:

- En tidsopløsning på timer i tidsserier på behovssiden og i simuleringer med modellen. Systemtekniske forhold, der udspiller sig i en tidsskala under det valgte tidsskridt, er ikke omfattet af modellen.
- En beskrivelse af teknologier på forsyningsiden, der er aggregeret til kategorier som vindkraft-, modtryks-, udtags- og kondensværker, brændselsceller, elektrolysatorer og forgasningsanlæg samt lagre. Teknisk karakteriseres kategorierne ved relativt få parametre der beskriver kapacitet, effektivitet, lastfølgeløshed og rådighed.
- Driftsstrategier, der i hovedtræk bygger på en prioriteret rækkefølge af produktionsanlægskategorier, baseret på kapacitet, lastfølgeforhold og rådighed samt en forventet optimal driftsplacering i spektret fra grundlast til spidslast. Herudover indgår bindinger til behovssiden.

Det tekniske niveau i beskrivelsen omtales nærmere i det følgende.

Tidsserier på forbrugssiden

Behov for el, brint og varme i energisystemets centrale, decentrale og lokale del indgår som tidsserier i modellen.

Under interaktive kørsler med ES³-modellen optræder behovssiden imidlertid som samlede årlige behov. Den tidsmæssige fordeling af behovene over året i den valgte tidsopløsning genereres i modellen baseret på normerede tidsprofiler. Submoduler i modellen giver adgang til fastlæggelse af disse normerede tidsprofiler.

I en "default"-situation er de normerede tidsserier frembragt ved modellering af el- og varmebehov bl.a. baseret på referenceårets data. Herudover kan ønskede aktuelle tidsserier indlægges i modellen, der danner udgangspunkt for generering af normerede tidsserier.

De exogene behovsprofilers basis i normerede tidsserier betyder eksempelvis, at forbrugsmønstre for el og varme vil være uændrede for forskellige behovsstørrelser.

Tidsserier på produktionssiden

Elproduktionen fra de vedvarende energiteknologier (vind- og bølgekraftværker og solceller) optræder som tidsserier, der i nogen lighed med input-tidsserier på behovssiden er genereret på basis af normerede tidsserier for de enkelte teknologier.

I modellens øjeblikkelige version omfatter beskrivelsen af VE-teknologiernes løbende elproduktion ikke en detaljeret modellering af statistiske samtidighedsforhold, der er betinget af den geografiske fordeling over et område af den installerede produktionskapacitet.

Under interaktiv kørsel med modellen optræder integrerede årlige elleverancer fra VE-teknologierne som input. Modellen beregner de tilhørende påkrævede installerede effekter og den tidsmæssige fordeling af produktionen over året ud fra normerede tidsserier.

Elproduktionen fra vindkraftanlæg er i "default"-situationen modelleret på basis af referenceårets tidsserie for vindfeltet, antagelser om ruhedsklasse for mølleplaceringer, transformation af vindfeltet til en sådan placering gennem den "logaritmiske vindlov" samt på basis af detaljerede data for møllekategoriens effektkurve.

Elproduktionens fordeling over året fra solceller er modelleret på basis af data for globalindstrålingen i referenceåret. Tidsprofiler for bølgekraft er p.t. ikke beskrevet i modellen.

Lastfølgeevne og rådighed

Generelt kan hver kategori af teknologier med lastfølgeevne operere inden for et belastningsinterval udtrykt ved en minimal og maksimal driftseffekt. Disse grænser kan indlægges i modellen som funktioner af tiden, hvorved rådighedsforhold, udetider på grund af planlagt vedligehold eller havarisituationer, kan analyseres med modellen.

Inden for driftsområdet udtrykkes lastfølgeegenskaberne for den enkelte kategori af produktionsanlæg ved en maksimal tilladt ændring af driftspunktet over ét tidsskridt (en time). Denne øvre grænse for lastfølgeevnen angives som en procentdel af den maksimale produktionskapacitet, der på tidspunktet står til rådighed.

Lastfølgeevnen for en anlægskategori i modellen knytter an til teknologiens driftspunkt på outputsiden, eksempelvis elproduktionssiden for modtryksværker. Forudsætninger om lastfølgeevne for anlægskategorier inddrages på følgende måde:

- Modtryksværker, der typisk køres i varmfølgedrift, har lastfølgestyling på elside.
- Udtagsværker, der kan operere i et el/varmeområde fastlagt blandt andet ud fra midlede Cm- og Cv-forhold, har mulighed for laststyring på både varme- og elektricitetsproduktionen.
- Kondensværker har lastfølgebegrænsning på elside.

- Brændselsceller, der modelmæssigt beskrives i lighed med modtryksenheder, har effektstyring på elsidens.
- Elproducerende vedvarende energianlæg som vind-, sol-, og bølgekraftværker tillægges ingen lastfølgeevne, men opfattes som værende på nettet.
- Lagre for varme og brint har, ud over en eventuel maksimal grænse for effekt og kapacitet, ingen lastfølgebegrænsning.

I samarbejde med ELKRAFT's Driftafdeling er disse parametre vurderet.

Klimatiske data

Både på forbrugs- og forsyningssiden indgår afhængigheder af klimatiske forhold. Varmeforbruget kobler kraftigt til udetemperaturen, men desuden til solindstrålingen og vindfeltet. Elektricitetsforbruget kobler også til de klimatiske parametre, hvad angår eksempelvis elopvarmning og belysning samt mange industrielle forbrug, men effekten af denne mangfoldighed af koblinger er ikke så udtalt som varmesidens bindinger til klimaparametre. På produktionssiden afhænger naturligvis produktionen fra vedvarende energianlæg som vindmøller, bølgekraftværker, solceller mv. af klima- og vejrforholdene på meget direkte måde. De mest direkte af sådanne afhængigheder er inddraget i modellens beskrivelse af energisystemet.

Det danske klima og vejr er i modellen beskrevet ved tidsserier på timeniveau hentet fra Det Tekniske Referenceår (SBI-rapport 89,1974). Referenceåret er primært baseret på vejrobservationer foretaget på Flyvestation Værløse og Højbakkegård i Tåstrup i perioden 1959-69. Fra målte tidsserier her er et repræsentativt middelår konstrueret, der afspejler de væsentligste statistiske karakteristika for dansk vejr og klima. Konstruktionen af referenceåret er foretaget ved sammenstykning af typiske månedsobservationer, der rummer samtidige data for alle de omfattede vejrparametre målt på samme eller omtrent samme lokalitet, hvorfor de tidlige korrelationer parametrene imellem kan forventes at være tilfredsstillende repræsenteret i disse tidsserier.

Referenceårets tidsserier relaterer som nævnt til forhold på netop én målestation. Med modellens nuværende beskrivelsesniveau vil fluktuationer i data for vindfelt, solindstråling og udetemperatur fra denne lokalitet være direkte afspejlet i afledte størrelser som f.eks. elproduktionen fra VE-teknologier. Amplituder i fluktuationer for sådanne afledte størrelser, som følge af fluktuerende vejrparametre, kan derfor forventes at være overestimerede i en beskrivelse f.eks. af elproduktion fra geografisk spredte vindmølleparker, dersom beskrivelsen ikke tager hensyn til samtidighedsforhold. Modellen, i sin nuværende form, tager ikke hensyn til den geografiske udstrækning og placering af produktionsanlæg og forbrug.

Beregnete årsmiddelværdier kan derimod forventes at være rimeligt godt beskrevet i modellen baseret på data fra én repræsentativ lokalitet. Tilsvarende er data fra en lokalitet relevante i forbindelse med effektdimensioneringen på VE-produktionssiden, der forudsætter data for lokale betingelser.

Driftsstrategi og beregningsgang

I det følgende beskrives en driftsstrategi, der er indlejret i modellens "default"-udformning. Andre strategier er imidlertid også anvendt i scenarieberegningerne, og disse er omtalt i tilknytning til beskrivelsen af de respektive scenarier.

Generelt er det forudsat, at alle aktiverede produktionsanlæg med lastfølgeevne i systemet vil søge et driftspunkt, der svarer til den efterspørgsel, som anlægget

ser sin placering i driftsstrategien, i det omfang begrænsninger i lastfølgeevne og rådighed gør dette muligt.

Som det første i en simulering af systemet fokuseres på den varmebundne elproduktion fra decentrale modtryksværker. Denne elproduktion påvirker elbehovsprofilen, som skal tilfredsstilles af systemets centrale elproduktionskapacitet.

Det decentrale og centrale varmebehov, er input til modellen. Disse varmebehovs tidslige fordeling gennem året, d.v.s. de efterspørgselsmønstre produktions-siden oplever decentralt og centralt, kan modelteknisk vælges forskellige, men det antages her, at formen i disse to behovsprofiler er ens. D.v.s. identiske forbrugs-mønstre centralt og decentralt er forudsat. De årlige varmebehov decentralt og centralt vil imidlertid være forskellige.

Fjernvarmeproduktion fra affaldforbrændingsanlæg mv. reducerer eventuelt de varmebehov, kraftvarmesystemet skal dække, og sådanne forudsætninger er ligeledes input til modellen.

Decentral drift

I den øjeblikkelige version af modellen behandles den decentrale varmeproduktion som hørende til ét område, hvor forsyningen f.eks. kan være kraftvarmeverker i ren modtryksdrift. Denne beskrivelse kan udbygges til at omfatte flere områder og anlægstyper, hvis det findes påkrævet.

Den decentrale elproduktion er i situationer uden decentrale varmelagre fikseret til tidsserien for decentralt varmebehov gennem en middel C_m -værdi for al decentral modtryksproduktion. Decentrale varmelagre beskrives som ét lager for ét decentralt varmeområde i lighed med beskrivelsen af decentrale produktionsanlæg.

Dersom decentrale varmelagre er forudsat, er driftsstrategien følgende: Modtryksværket vil fortrinsvis køre på sin mærkeeffekt så længe varmebehov findes eller varmelageret har ledig lagerkapacitet. Er lageret fuldt opladet, følges alene varmebehovsprofilen. Er varmebehovet større end produktionskapaciteten, suppleres via afladning af lageret.

Antagelser om en tidsdifferentieret drift for produktionsanlægget kan overlejres denne driftsstrategi, i form af vilkårlige tidsintervaller over året, typisk inden for døgnet, hvor modtryksforsyningen stoppes helt eller delvis. I stopperioderne forsynes varmebehovet via lageret.

Under simuleringen beregnes tidsserier, varighedskurver, nøgletal mv. dækkende f.eks. ét års drift. På basis heraf kan en given initielt valgt decentral dimensionering vurderes i forhold til den ønskede varmforsyningsikkerhed. Endvidere kan samspil mellem lagerstørrelse, installeret produktionseffekt og tidsdifferentieret drift undersøges under den valgte overordnede strategi.

Central drift

Det centrale energiforsyningssystem skal møde behovssiden justeret for decentral og evt. lokal forsyning. Efterspørgslen centralt er herved reduceret og har bindinger fra den varmebundne decentrale elproduktion. Ikke varmebunden decentral elproduktion beskrives i modellen som hørende til det centrale system.

Forsyningsteknologier med forudsatte kapacitets- og lastfølgebegrænsninger vil ud fra den specificerede driftsstrategi søge at tilfredsstille den resterende behovsside for elektricitet, varme og brint.

Optræder varmelagre i det centrale system, følger disse en strategi nær analog til forudsætningerne på decentralt niveau. Brintlagre kan være sæsonlagre (i lighed med varmelagre) og kan opfylde dels en lastudjævningsfunktion på elsiden i samspil med elektrolysatorer og brændselsceller og desuden et bufferbehov imel-

lem brintforbrug, f.eks. i transportsektoren, samt eventuel yderligere brintproduktion f.eks. baseret på biomasse.

Eleffekt fra VE-produktionsanlæg i et tidsskridt forudsættes at optræde på elnettet initielt. Modtryksværker danner grundlast i forsyningen og kører hovedsagelig i varmebunden drift inden for lastfølgeevnen og det definerede driftsområde. Som mellem- til spidslast ligger udtagsværker og eventuelt brændselsceller, som i kombination dækker det resterende el- og varmebehov, dersom lastfølge- og kapacitetsgrænser gør det muligt.

Herefter vil eventuelle varmelagre og kondensværker søge at dække det tilbagestående varme- og elbehov inden for begrænsninger sat for disse anlægskategorier. Kan dette tilsammen ikke møde behovet i det pågældende tidsskridt, registreres varme- og/eller elunderløb.

Hvis elproduktion fra VE-teknologier og varmebunden elproduktion eller evt. fikserede driftsantagelser for anlægskategorier giver eloverløb på nettet, initieres evt. brintproduktion via elektrolyse. Brinten aftages enten direkte af forbrug eksempelvis i transportsektoren eller lagres for senere anvendelse eksempelvis i brændselsceller eller i transportsektoren. Dersom forudsat, udnyttes al varmeproduktion i systemet, herunder også eventuelle varmetab fra elektrolysatorer og dumpload af yderligere eloverløb.

Brintunderløb, ikke mødt brintbehov i et tidsskridt, giver ikke anledning til elbaseret brintproduktion, men giver anledning til justering af systemkonfigurationen: lagerkapacitet, installeret elektrolyseeffekt og evt. biomassebaseret brintproduktion.

Transmission og distribution af elektricitet og varme er kun beskrevet gennem effektiviteter i modellen. Kapaciteter i fordelingssystemer er ikke beskrevet i modellens nuværende version, hvilket knytter an til, at modellen p.t. ikke omfatter bindinger til systemets geografiske udstrækning.

Under interaktiv afvikling af kørsler med modellen findes og undersøges konsistente systemkonfigurationer, d.v.s. installerede effekter, benyttelsestider, energiom sætninger, lagerstørrelser m.m., der opfylder valgte energibehov med den ønskede forsyningssikkerhed. Der sigtes således ikke med denne modelversion på at bestemme det optimale forsyningssystem under givne tekniske og økonomiske forudsætninger, men på at finde konsistente systemudformninger og at give overblik over systemernes dynamik.

Det skal understreges, at undersøgelserne her er udført på overordnet systemniveau, og at modellen arbejder på et aggregeret beskrivelsesniveau. Undersøgelserne vil bl.a. herfor være forbundet med usikkerhed, og resultatsiden skal tolkes under disse forudsætninger.

Baseret på ES³-modellens overordnede dimensionering af forsyningssystemet udføres de videre økonomiske, energi- og miljømæssige beregninger i en scenarieanalyse med BRUS-modellen.

D Bilag 4

D.1 BRUS-modellen

BRUS-modellen blev opbygget i årene 1989-90 i forbindelse med udarbejdelsen af Brundtland-energihandlingsplanen Energi 2000. I sit udgangspunkt er modellen centreret omkring energiforbrug og -forsyning og de deraf afledte økonomiske og miljømæssige konsekvenser, hvorfor BRUS-modellen er opbygget som en simplistisk udgave af det danske energisystem, men med de demografiske og økonomiske relationer indbygget, der kendetegner udviklingen i et samfund på langt sigt.

Modellen er opbygget til opstilling og gennemregning af såkaldte scenarier, d.v.s. mere eller mindre konstruerede fremtidsbilleder af det danske energisystem. I sin struktur er modellen så fleksibel, at selv radikalt forskellige scenarier kan opstilles og gennemregnes inden for en rimelig tidshorisont.

Modellens overordnede karakteristika

Modellen er opbygget som en simulerings- og konsekvensberegningsmodel. Da udgangspunkt tages i energiområdet, er hovedparten af modellens struktur opbygget omkring energisystemet, men med stor vægt på besparelser, miljø og økonomi. Karakteristisk er, at:

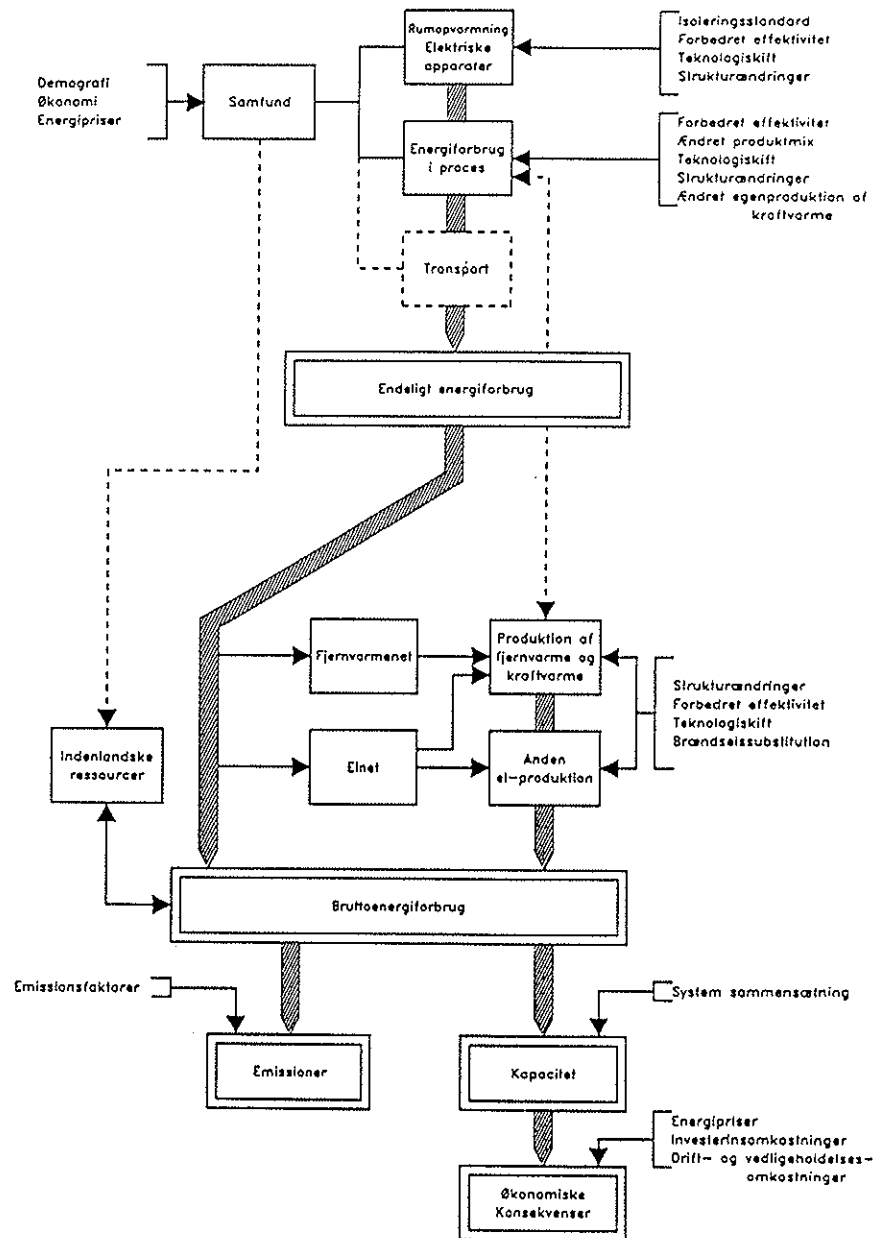
- Det er en *langsigtsmodel*, der strækker frem til år 2030, men "kun" gennemregner årene 1988, 2000, 2015 og 2030. For anlæg med en kortere levetid end 12-15 år opererer modellen rent statisk (disse anlæg "dør" i modellen fra år 2000 til år 2015). For anlæg med en længere levetid opererer modellen dynamisk.
- Det drejer sig om en *total model* (i modsætning til en partiel/marginal model). Det er således muligt at indføre drastiske ændringer (f.eks. en halvering af nettoenergiforbruget til rumopvarmning) og alligevel få meningsfulde resultater ud af det.
- Modellen *integrerer forbrugs- og forsyningssiden*, hvorfor konsekvenser på f.eks. forbrugssiden slår fuldt igennem på forsyningssiden. Det er således muligt fuldt ud at vurdere besparelsetiltag i forhold til forsyningstiltag, såvel hvad angår energi og miljø som økonomi.
- Såkaldte "*konstant-led*" i *energiforbruget* er søgt modelleret i det omfang, det har været muligt. Eksempelvis er tomgangstab for oliefyre og fjernvarmeledninger inkorporeret i modellen.
- Modellen er fuldt ud "*trukket*" fra *forbrugssiden* - forsyningssystemets kapacitet fastlægges således af udviklingen i forbruget.
- Modellen er opbygget som en såkaldt "*valg-model*", d.v.s. at et scenarie defineres gennem et antal valg i modellen, f.eks. af mulig isoleringsforbedring, forbedret effektivitet af apparater, hvilke anlæg skal indgå i forsyningssystemet etc. Dette betyder, at selv omfattende scenarier relativt let opbygges.

Modellen er implementeret på PC inklusiv et overordnet menu-system. Via menuen er det muligt at gå ind i specifikke dele af modellen, foretage ændringer og

evt. konsekvensberegne det pågældende modul. En total gennemregning af et scenarie varer knap 20 minutter (afhængig af PC-type), hvilket muliggør opstilling og beregning af et relativt stort antal scenarier.

Modellens struktur

Strukturen i BRUS-modellen er vist på Figur D.1. Modellen er opdelt i en række moduler, der behandler henholdsvis forbrugs- og forsyningsiden, omend beregningerne fremgår på en integreret vis. Transportmodulet på Figur D.1 er stiplede, da transporten ikke er behandlet på samme detaljerede vis som de øvrige dele af energisystemet, men resultaterne herfra er primært ekstraheret fra transporthandlingsplanen.



Figur D.1 Strukturen i BRUS-modellen

BRUS's geografiske dimension

Grundlæggende er BRUS-modellens struktur opbygget omkring de tre net i det danske energisystem: elnettet, naturgasnettet og fjernvarmenettet.

For elforsyningen er nettet kun i noget ringe omfang begrænsende for elektricitetens anvendelse og udbredelse: Elnettet dækker praktisk taget hele landet, og forsyning og forbrug kan i vid udstrækning adskilles geografisk (den manglende forbindelse over Storebælt er antaget kun at have en marginal indflydelse på det samlede systems effektivitet).

For såvel naturgas- som fjernvarmeforsyningen er situationen en noget andet, idet den geografiske dimension her er meget betydende for såvel anvendelsen som udbredelsen. Specielt for fjernvarme gør sig gældende, at forsyning og forbrug er tæt sammenknyttet geografisk.

I BRUS-modellen opereres derfor med en områdeinddeling for såvel den eksisterende som den fremtidige boligmasse:

- Byer med central kraftvarme.
- Store byer med fjernvarme.
- Små byer med fjernvarme.
- Byer uden fjernvarme (i dag).
- Specielt bebyggelse.

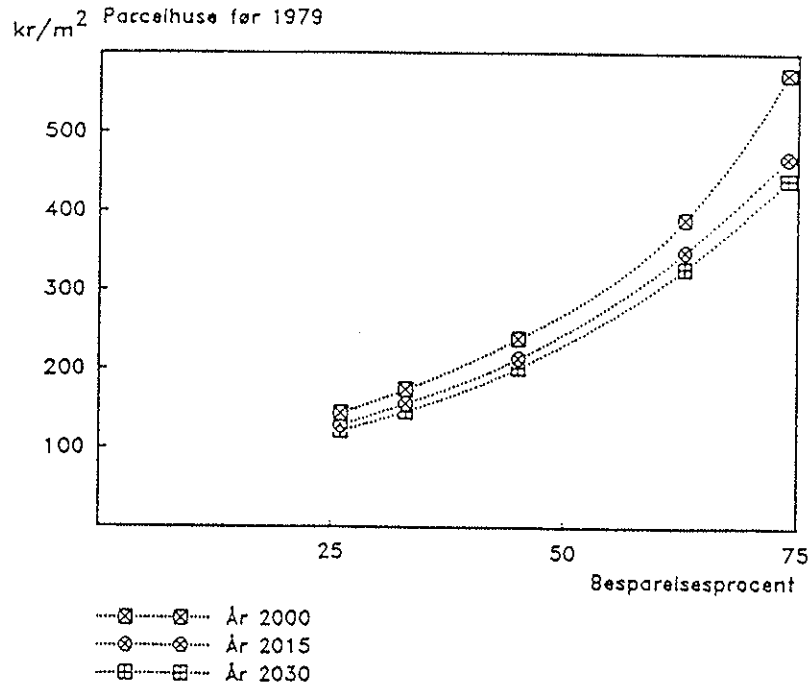
Således har kategorien "byer med central kraftvarme" primært kraftvarme, men herudover kan der være en andel fjernvarme, eventuel naturgas og endelig et residual område (der således udgør et eventuelt potentiale for enten fjernvarme eller naturgas).

Opsplitningen på by-type hænger sammen med muligheden for udbygning/ændring af de kollektive forsyninger, d.v.s. fjernvarme og/eller naturgas i forhold til individuel opvarmning (oliefyr o.l.). Inden for hvert område opereres der i BRUS for såvel fjernvarme som naturgas med en dækningsgrad og en tilslutningsgrad. Dækningsgraden specificerer, hvor stor en del af området, der er dækket med fjernvarme henholdsvis naturgas - altså definerer områder, hvor forbrugerne umiddelbart kan tilsluttes uden udbygning med gadenet og/eller transmissionsnet. Tilslutningsgraden specificerer andelen af potentielt mulige, der er tilsluttet kollektiv forsyning.

Efterspørgselen i BRUS

Efterspørgselsdelen i BRUS er opsplittet på tre hovedmoduler: rumopvarmning i bolig/service, elapparater i bolig/service samt industri. Herudover er der som nævnt et transportmodul, hvor dog kun resultaterne fra transporthandlingsplanen er indført i modellen.

Rumopvarmningen i BRUS er opsplittet i 9 bygningskategorier (parcelhuse, tæt/lav-bebyggelse, etageboliger, kontor og service etc.), samt tre alderskategorier (før og efter 1979, samt nybyggeri). Opdelingen følger BBR-kategoriene. For hver af disse kategorier anvendes antal m^2 og et specifikt enhedsforbrug til bestemmelse af det samlede netto energiforbrug. Enhedsforbruget er koblet til omkostningskurver for såvel eksisterende som nybyggeri, der giver sammenhængen mellem energibesparelse og de dermed forbundne omkostninger (se figur D.2). Hermed er det muligt at opstille scenarier for den ønskede energibesparelse og beregne konsekvenserne heraf.



Figur D.2 Omkostningskurver for besparelse i bygninger.

Modulet for *elapparater i boligsektoren* er baseret på en række af de mest elintensive apparater, såsom vaskemaskiner, køleskabe, komfurer m.v. Elforbruget bestemmes afhængigt af udviklingen i bestanden af apparater, enhedsforbruget pr. apparat (afhængigt af apparatets alder), anvendelse m.v. *Apparatforbruget i servicektoren* er opsplittet på en række brancher og slutanvendelses kategorier, der er fremskrevet med basis i bl.a. demografiske og økonomiske forudsætninger. For såvel service- som boligsektoren er omkostningerne ved energibesparelse ved bl.a. nye apparater vurderet og indregnet i resultaterne.

For *proces* er modulet i BRUS baseret på en basisfremskrivning og et besparelsesforløb udarbejdet med INDUS-modellen, der er udviklet af Energisystemgruppen på Risø. I BRUS er industrien opsplittet på en række brancher (følgende ADAM-modellen i Budgetdepartmentet), samt fire hovedenergityper. Omkostningerne ved energibesparelser er indkorporeret i modellen.

Som nævnt er *transport*-modulet kun et ekstrakt fra transporthandlingsplanen, som dog er rimeligt detaljeret, hvorfor det er muligt at analysere på besparelser inden for de enkelte transportanvendelseskategorier. For transportområdet er det ikke muligt at uddrage de økonomiske konsekvenser af eventuelle besparelsestiltag.

Forsyninger i BRUS

Forsyninger i BRUS er opsplittet i overensstemmelse med de geografiske områder, idet der opereres med lokal, decentral og central forsyning.

Den *lokale* energiforsyning omfatter primært:

- Den individuelle varmforsyning i bebyggelser ikke tilsluttet naturgas eller fjernvarme, d.v.s. forsyning fra oliefyr, halmfyr, biogasgårdanlæg, elvarme, solfanger etc.

- Forsyninger med naturgas, hvor konverteringen foregår i bygninger, eksempelvis med naturgasfyr. Dette forudsætter naturligvis tilslutning til naturgasnettet.

Den *decentrale* forsyning omfatter primært små og mindre kraftvarmeværker, fyret med naturgas, biomasse eller anden brændsel. Endelig kører store kraftvarmeværker under den *centrale* forsyning.

Denne opsplitning på lokal, decentral og central forsyning giver et rimeligt realistisk billede af sammenhængene mellem el- og varmeproduktion, samt hvilke bindinger de geografisk afgrænsede varmemarkeder indfører på anvendelsen af kraftvarmeværker i elproduktionen. Samtidigt giver det mulighed for en teknologisk differentiering af de anlæg, der kan anvendes i de forskellige forsyningsområder. Eksempelvis er der en del forskel på teknologi og økonomi for kraftvarmeværker, der opbygges som store centrale anlæg, og de små værker, der opføres i mindre landsbyer.

Den del af elproduktionen, der ikke fremstilles på kraftvarmeværker, skal dækkes af kondensværker eller af elproducerende vedvarende energiteknologier. På alle niveauer af såvel kraftvarmeproduktionen som den øvrige elproduktion eksisterer der en række teknologier, der kan vælges at indgå i forsyningen. For nærmere detaljer herom henvises til Baggrundsrapport nr. 7 til Energi 2000 (Brundtlandt-scenariemodellen - BRUS) (ref. 113).

Miljø i BRUS

Miljø i BRUS er begrænset til at omfatte energirelaterede emissioner. Disse omfatter:

- CO₂, hvor emissionskoefficienterne er knyttet direkte til brændslet.
- SO₂, hvor emissionsfaktoren er knyttet til brændslet undtagen ved anvendelse af rensningsteknologier, hvor emissionsfaktoren er knyttet til teknologien.
- NO_x, hvor emissionsfaktoren er knyttet til den specifikke teknologi.

I BRUS opgøres mængden af emissioner. Disse forsøges ikke værdisat, men det er muligt at udregne marginalpriser for reduktion af de aktuelle emissionstyper.

Økonomien i BRUS

Økonomien i BRUS dækker tre hovedelementer

- Brændselsudgifter.
- Drifts- og vedligeholdelsesudgifter.
- Investeringsomkostninger, annuiseret over anlæggets levetid og med en realrente på 7% p.a.

Herved opnås et udtryk for systemets samlede årlige omkostninger. Investeringsomkostningerne er baseret på de beregnede kapaciteter af de enkelte anlægstyper. For energisystemet som sådan - d.v.s. forsyningsanlæg, net m.v. - opgøres de totale investeringer. For det øvrige system med relationer til energisystemer - primært på områder der har at gøre med besparelse, d.v.s. isolering, nye effektive apparater etc. - opgøres den del, der har med besparelse at gøre og indregnes i de samlede omkostninger. D.v.s. omkostningerne forbundet med at spare x% energi vil blive indkalkuleret. Ved udarbejdelse af differens-scenarier kan ændringerne i de samlede omkostninger findes.

En del omkostninger er ikke medregnet i BRUS. Dette gælder eksempelvis:

- Omkostninger forbundet med implementeringen af f.eks. besparelser. Det kan bl.a. dreje sig om offentlige tilskud, kampagneomkostninger o.l.
- Skjulte omkostninger ved forbrugerne, eksempelvis lavere velfærd med obligatorisk tilslutning til kollektive net.
- Afledte omkostninger og/eller gevinster på samfundsmæssigt niveau, eksempelvis tab i velfærd ved indførelse af CO₂-skat, eller øget BNP-vækst ved skabelse af nye arbejdspladser.

BRUS-modellen giver således ikke noget samlet billede af de samfundsmæssige konsekvenser af ændrede fremtidige energisystemer, men er at betragte som en samlet investeringskalkule for hele energisystemet med de deraf afledte konsekvenser for økonomi, energi og miljø.

Resultater og anvendelse

Hovedresultaterne i BRUS er:

- Bruttoenergiforbrug, opsplittet på typer, samt anvendelse af indenlandske ressourcer.
- De til energisystemet tilknyttede emissioner af CO₂, SO₂ og NO_x.
- Systemets årlige omkostninger (ann. kapital-, drifts- og brændselsomkostninger), samt investeringsprofil.
- Årlige valutaomkostninger og generel beskæftigelse.

Hertil kommer en række detail-resultater, såsom installeret kapacitet af de enkelte værkstyper og teknologier, investeringer i diverse besparelsesforanstaltninger og de tilknyttede energibesparelser o.l.

Som nævnt er modellen opbygget som en valgmodel, hvilket betyder, at der er indbygget en række valgparametre til sammenstilling af *scenarier*. Disse scenarieforudsætningsvalg omfatter:

- Valg på det overordnede samfundsmæssige plan, eksempelvis økonomisk vækst og udvikling i energipriserne.
- Strukturvalg i energisystemet, eksempelvis andelen af kraftvarme og naturgas.
- Valg af besparelsesforanstaltninger, såsom isoleringsgrad og besparelser inden for slutanvendelsen i industrien.
- Valg af teknologier og brændselsforsyning til såvel lokal, som decentral og central energiforsyning.

Ovennævnte valg kan definere et scenarie uden at ændre på grunddata i BRUS. Herudover kan der naturligvis laves utallige scenarier, der kræver ændringer i grunddata.

Title and author(s)

Brint som energibærer

Poul Erik Morthorst, Lars Henrik Nielsen, Lotte Schleisner

ISBN	ISSN		
87-550-1886-6	0106-2840		
Dept. or group	Date		
Systems Analysis Department	January 1993		
Groups own reg. number(s)	Project/contract No.		
ESG 2918.00	ENS 151/90-0030 ENS 151/92-0030		
Pages	Tables	Illustrations	References
142	61	45	114

Abstract (max. 2000 characters)

The purpose of this report has been to investigate the possibilities for introducing hydrogen as an energy carrier in the energy system in the future in Denmark and to estimate the economic and environmental consequences hereby.

Different technologies for production, storage, transportation and utilization of hydrogen are described in the report and the most relevant technologies for Denmark have been used in the different scenarios, estimating how hydrogen can be introduced in the Danish energy system in the year 2030.

The report is the final report on the project "Hydrogen as an energy carrier" financed by ELSAM, ELKRAFT, and the Danish Energy Agency.

Descriptors INIS/EDB

AIR POLLUTION ABATEMENT; BIOMASS; COAL; COMPUTERIZED SIMULATION; DENMARK; ELECTROLYSIS; GASIFICATION; HEATING SYSTEMS; HYDROGEN; HYDROGEN-BASED ECONOMY; HYDROGEN FUEL CELLS; HYDROGEN PRODUCTION; HYDROGEN STORAGE; POWER SYSTEMS; SOCIO-ECONOMIC FACTORS; TECHNOLOGY ASSESSMENT; TRANSPORT; TRANSPORTATION SECTOR; WIND POWER.

Available on request from:

Risø Library, Risø National Laboratory (Risø Bibliotek, Forskningscenter Risø)

P.O. Box 49, DK-4000 Roskilde, Denmark

Phone (+45) 42 37 12 12, ext. 2268/2269 · Telex 43 116 · Telefax (+45) 46 75 56 27

RISØ

Forskningscenter Risø er en statsvirksomhed under Energiministeriet, med godt 900 ansatte, hvoraf ca. en tredjedel er forskere. Risø udfører strategisk forskning og udvikling i et udstrakt internationalt samarbejde. Forskningen skal bidrage til grundlaget for den teknologiske udvikling inden for områderne energi, miljø og materialer.

Risøs forskning er rettet imod 11 indsatsområder:

Forbrænding og forgasning
Vindenergi
Energimaterialer
Energi- og miljøplanlægning
Virkninger af forurening
Begrænsning af miljøbelastninger
Tekniske systemers sikkerhed og pålidelighed
Nuklear sikkerhed
Materialers atomare struktur og egenskaber
Avancerede materialer og materialeteknologi
Optik og fluid dynamik

Forskningen er organiseret i otte videnskabelige afdelinger: Forbrændingsforskning, Meteorologi og Vindenergi, Systemanalyse, Miljøforskning, Nuklear Sikkerhedsforskning, Faststoffysik, Materialeforskning samt Optik og Fluid Dynamik.

Budgettet for 1992 udgør 402 millioner kroner, hvoraf 42 % er indtægter fra kontraktvirksomhed, i form af hovedsagelig programforskning og kommercielle kontrakter. Resten dækkes over finansloven.

Rekvireres fra
Risø Bibliotek
Forskningscenter Risø
Postboks 49, 4000 Roskilde
Telefon 42 37 12 12, lokal 2268/2269
Telex 43116, Telefax 46 75 56 27

Risø-R-675(DA)
ISBN 87-550-1886-6
ISSN 0106-2840