TR A5713

Hydrogen som energibærer
Energi- og utslippsregnskap for utvalgte energikjeder

En rapport utarbeidet for SFT og Enova SF

Einar Jordanger, Steffen Møller-Holst, Ola Maurstad, Dag A. Brevik

Oktober 2002

www.energy.sintef.no

SINTEF

TEKNISK RAPPORT

SINTEF

SINTEF Energiforskning AS

Postadresse: 7465 Trondheim
Resepsjon: Sem Sælands vei 11
Telefon: 73 59 72 00
Telefaks: 73 59 72 50

www.energy.sintef.no

Foretaksregisteret:
NO 939 350 675 MVA

SAK/OPPGAVE (tittel)

Hydrogen som energibærer

Energi- og utslippsregnskap for utvalgte energikjeder

SAKSBEARBEIDER(E)

Einar Jordanger, Steffen Møller-Holst, Dag A. Brevik, Ola Maurstad

OPPDRAGSGIVER(E)

Enova SF og SFT

TR NR.	DATO	OPPDRAGSGIVER(E)S REF.	PROSJEKTNR.
TR A5713	2002-10-29	Magnar Førde og Terje Kronen	12X253

ELEKTRONISK ARKIVKODE	PROSJEKTANSVARLIG (NAVN, SIGN.)	GRADERING
	Mona Mølnvik	Åpen

ISBN NR.	RAPPORTTYPE	FORSKNINGSSJEF (NAVN, SIGN.)	OPPLAG	SIDER
82-594-2373-1	-	Petter Støa	10	96

AVDELING	BESØKSADRESSE	LOKAL TELEFAKS
Energisystemer	Sem Sælands vei 11	73 59 72 50

RESULTAT (sammendrag)

Hydrogen blir av mange sett på som en sentral energibærer i det framtidige energisystemet. Hydrogen gir ingen utslipp hos sluttbruker. Hydrogen kan framstilles fra ulike kilder, og anvendes til ulike formål både stasjonært og innen samferdsel. Sentrale miljøer har ulik oppfatning om energieffektiviteten og miljøgevinsten ved å ta i bruk hydrogen. Denne uenigheten kan skyldes at konsekvensene gjennom alle ledd i energikjedene ikke er tilstrekkelig belyst. Det er også uenighet om når og hvor man bør introdusere hydrogen i energisystemet.

Målet med denne studien var å framskaffe et energi- og utslippsregnskap for hydrogen i noen utvalgte energikjeder, og sammenligne disse med alternative kjeder. Resultatene fra studien kan bidra til å hjelpe myndighetene i deres arbeid for å tilstrebe en fornuftig virkemiddelbruk med hensyn på innføring av hydrogen i det norske energisystemet.

Selv om energieffektivitet og utslipp er to av de viktigste faktorene som må vurderes når ulike energikjeder sammenlignes, må det presiseres at andre viktige aspekter som f eks kostnader, andre miljøkonsekvenser, tilgjengelighet av aktuell energikilde og personsikkerhet ikke er behandlet.

Resultatene viser at energieffektivitet og utslipp varierer betydelig for ulike energikjeder, avhengig av hvilken energikilde som velges. Dessuten påvirkes energieffektivitet og utslipp også av hvor i energikjeden konverteringen foregår. Sentral kontra lokal konvertering til hydrogen avgjør i første rekke hvor realistisk CO_2-håndtering er (kostnader), og hvor mye av den utnyttbare varmen som kan nyttiggjøres.

For stasjonært forbruk viser det seg at energikjedene med hydrogen gir lavere energieffektivitet i forhold til de referansekjedene som bør brukes som sammenligningsgrunnlag (samme energikilde). For utslippene er det mer avgjørende hvilken energikilde og konverteringsteknologi som velges enn om hydrogen er med i kjeden.

For samferdsel har hydrogen som energibærer den fordelen at utslippene er null og dermed ikke gir lokal luftforurensning. Denne fordelen må ses i sammenheng med energieffektiviteten og eventuelle utslipp tidligere i energikjeden. For flere av hydrogenkjedene er energieffektiviteten høyere enn for sammenlignbare kjeder, og ved produksjon av hydrogen fra fornybar energi eller naturgass med CO_2-håndtering er utslippene null eller lave.

STIKKORD

EGENVALGTE	Hydrogen	Energikjeder
	Energieffektivitet	Utslippsregnskap

SAMMENDRAG

Introduksjon

Hydrogen blir av mange sett på som en sentral energibærer i det framtidige energisystemet i Norge. Hydrogen gir ingen utslipp hos sluttbruker. Hydrogen kan framstilles fra ulike kilder, og anvendes til ulike formål både stasjonært og innen samferdsel. Sentrale miljøer har ulik oppfatning om energieffektiviteten og miljøgevinsten ved å ta i bruk hydrogen. Denne uenigheten kan skyldes at konsekvensene av alle ledd i en energikjede ikke er tilstrekkelig belyst. Det er også uenighet om når og hvor man bør introdusere hydrogen i energisystemet.

Målsetting

Målet med denne studien var å framskaffe et energi- og utslippsregnskap (for NOx og CO_2) for hydrogen i noen utvalgte energikjeder som kan bidra til å hjelpe myndighetene i deres arbeid for å tilstrebe en fornuftig virkemiddelbruk med hensyn på innføring av hydrogen i det norske energisystemet.

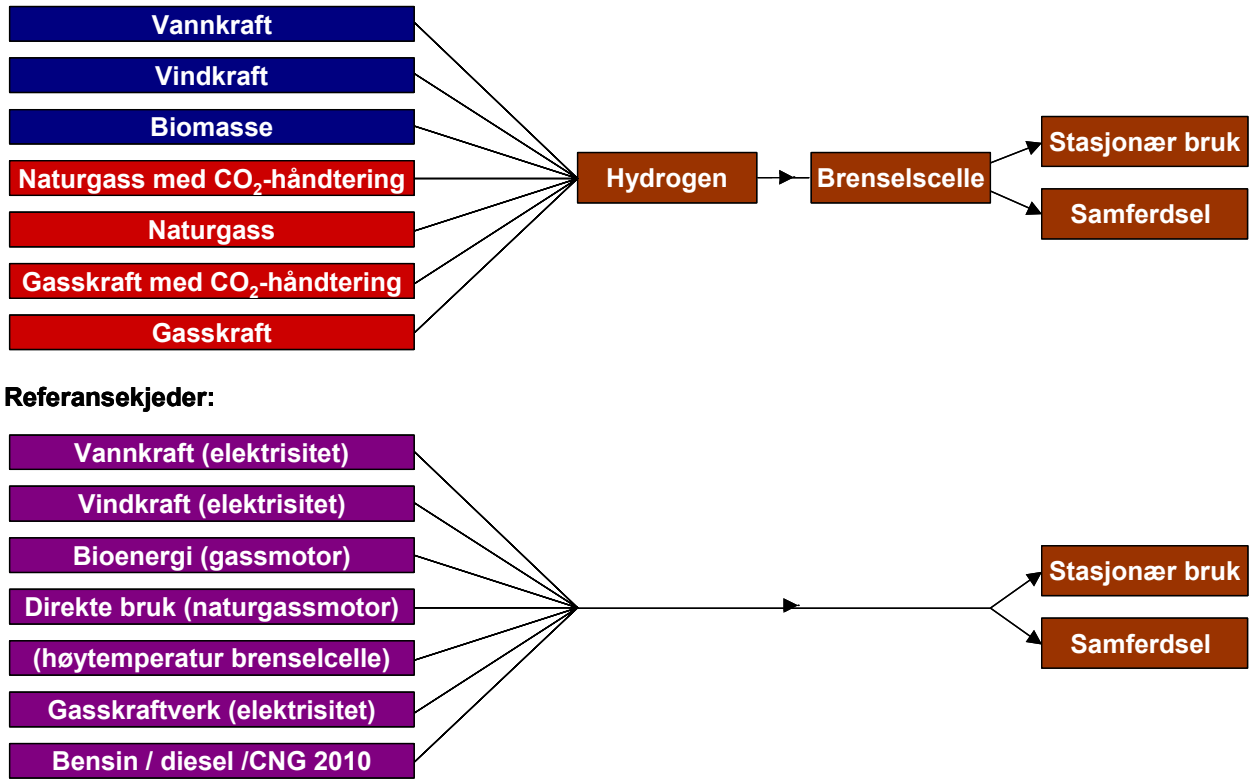
Energikjeder

Alle ledd i energikjeden fra kilde til sluttbruk tas med i energi- og utslippsregnskapet:

- Kilde
- Lagring/transport av kilden
- Konvertering til energibærer
- Lagring/transport av energibæreren
- Sluttbruk

Alle energikjeder starter med en kilde og avsluttes med sluttbruk, mens de tre andre elementene i kjeden kan opptre eventuelt flere ganger og i ulik rekkefølge. Det er tatt utgangspunkt i norske forhold, de valgte energikilder og sluttbruk er aktuelle i Norge. Energi brukes til mekanisk arbeid, lys eller nyttbar varme. I dette prosjektet er både stasjonær bruk av energi og energibruk i transportsektoren vurdert.

Alle energikjeder som inneholder hydrogen et sted i kjeden sammenlignes med minst en referanse-energikjede basert på tradisjonell energibærer, se figuren på neste side.



Oversikt over energikjeder

Hydrogen som energibærer

Hydrogen (H) finnes i store mengder bundet til oksygen og/eller karbon, i hhv vann og ulike hydrokarboner. Hydrogen i fri gassform (H_2) reagerer når det kommer i kontakt med oksygen og danner vann (H_2O). Dette er grunnen til at hydrogen ikke finnes i fri form, og derfor må ren hydrogen holdes atskilt fra oksygen under lagring og transport.

Hydrogengass har svært spesielle egenskaper. Den volumetriske energitettheten (kWh/m^3) er svært lav, selv ved høye trykk, mens energiinnholdet per vektenhet for hydrogen er ca 3 ganger høyere enn i bensin og diesel. Hydrogenmolekylet er svært lite og diffunderer derfor lett gjennom andre materialer. En stor utfordring er derfor knyttet til lagring og transport av hydrogen.

I denne rapporten er det valgt å se på hydrogen produsert enten ved å spalte vann vha elektrisitet (elektrolyse), eller ved å varme opp hydrokarboner sammen med vann(damp) og eventuelt luft eller oksygen (reformering).

I sluttbrukleddet brukes hydrogen som føde i brenselceller, der energien i drivstoffet effektivt konverteres til elektrisitet med varme som biprodukt. Avfallsproduktet er rent vann. Høy renhet på hydrogenet er vanligvis påkrevd for å unngå skade på brenselcellen (redusert ytelse eller forkortet levetid).

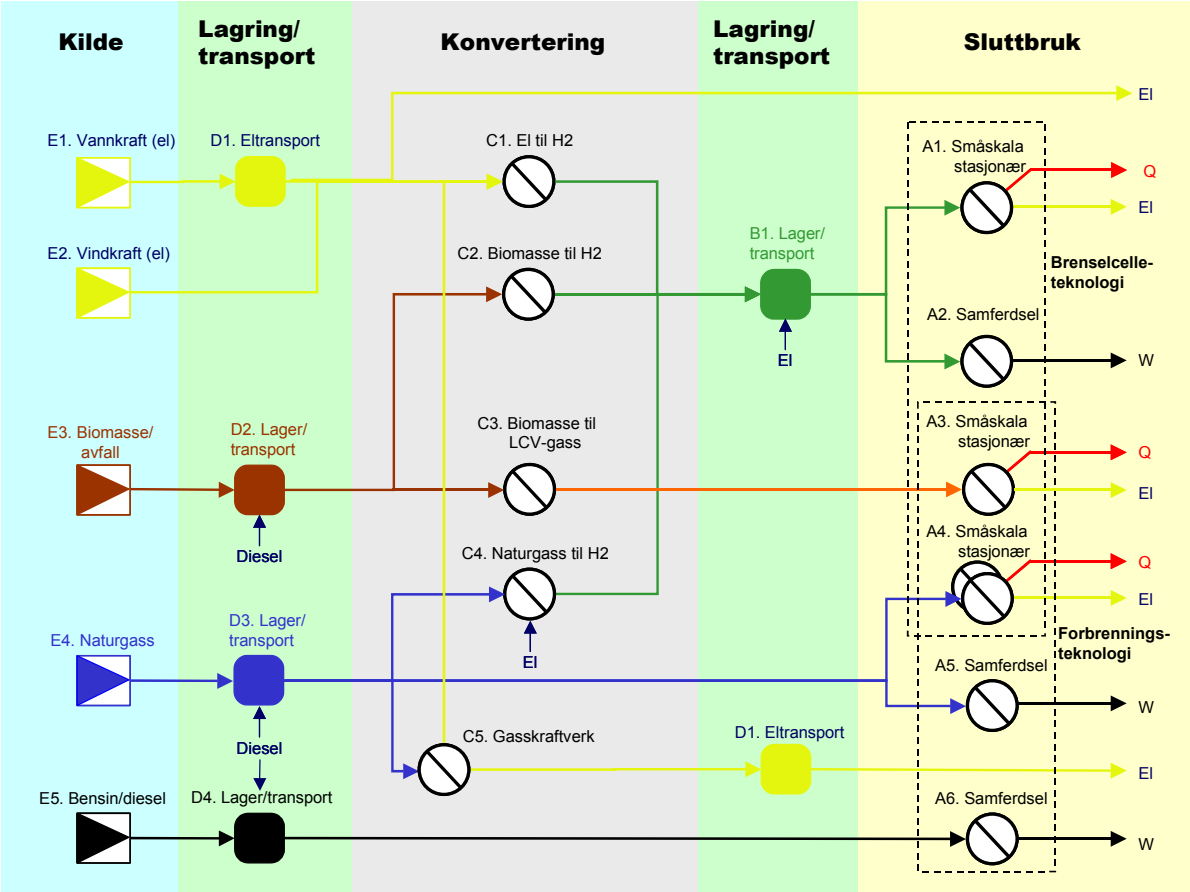
Andre energikilder/-bærere

I denne studien har vi tatt utgangspunkt i tilgang på energi i form av elektrisitet fra hhv vannkraft og vindkraft, biomasse og naturgass. Disse energikildene og -bærerne brukes på ulike måter, enten som energitilskudd i en konverteringsprosess (elektrisitet til elektrolyse av vann for å produsere hydrogen), som en energibærer der hensikten først og fremst er transport eller distribusjon av energi (f eks elektrisitet eller naturgass) eller direkte til sluttbruk (f eks elektrisitet og naturgass). Referansedrivstoffene for våre hydrogenkjeder innenfor samferdselssektoren er bensin, diesel og naturgass for personbil og diesel og naturgass for fergedrift-eksempelet.

Metodikk og forutsetninger

Energiflyten for en kjede kan forstås som et regnskap der man bokfører all energi som går inn i kjeden fra kilden, energi som tilføres underveis i kjeden (f eks elektrisitet og diesel) og all nyttig energi i form av el, arbeid og varme. Når energiflyten er kjent kan kjedevirkningsgraden beregnes. En kjedevirkningsgrad forstås som summen av nyttig energi dividert med total input av energi til kjeden. Utslippene for en kjede er de samlede utslippene fra alle komponentene i kjeden.

Figuren nedenfor viser kjedene som er vurdert i denne studien.



Forbehold

Selv om energieffektivitet og utslipp er to av de viktigste faktorene som må vurderes når ulike energikjeder sammenlignes, må det presiseres at andre viktige aspekter som f eks kostnader, andre miljøkonsekvenser, tilgjengelighet av aktuell energikilde og personsikkerhet ikke er behandlet. Resultatene kan altså kun brukes når man sammenligner energikjeder og samtidig fokuserer på disse to faktorene. Direkte sammenligning av energieffektivitet for kjeder basert på ulike energikilder uten å ta hensyn til tilgjengelighet av kilden og dens karakter kan også føre galt avsted.

Resultatene kan altså ikke brukes til å hevde at en energikjede er bedre enn en annen, uten å måtte vurdere andre faktorer som nevnt ovenfor. Tidsperspektivet for denne studien har vært rundt 2010, på lengre sikt vil teknologiutvikling endre utslipps- og energibildet. Dessuten kan en energikjede som kommer ugunstig ut i resultatene som presenteres nedenfor, være den optimale kjeden i andre sammenhenger der lokale forhold og spesielle forutsetninger avviker fra de som er lagt til grunn her.

Resultater

I hovedtrekk viser studien at

- Energieffektivitet og utslipp varierer betydelig for ulike energikjeder, avhengig av hvilken energikilde som velges.
- Energieffektivitet og utslipp påvirkes også av hvor i energikjeden konverteringen foregår.
- Sentral kontra lokal konvertering til hydrogen avgjør i første rekke hvor realistisk CO_2-håndtering er (kostnader), og hvor mye av den utnyttbare varmen som kan nyttiggjøres.

- For stasjonært forbruk viser det seg at energikjedene med hydrogen gir lavere energieffektivitet i forhold til de referansekjedene som bør brukes som sammenligningsgrunnlag (samme energikilde), og for utslippene er det mer avgjørende hvilken energikilde og konverteringsteknologi som velges enn om hydrogen er med i kjeden.

- For samferdsel har hydrogen som energibærer den fordelen at utslippene er null og dermed ikke gir lokal luftforurensning. Denne fordelen må ses i sammenheng med energieffektiviteten og eventuelle utslipp tidligere i energikjeden. For flere av hydrogenkjedene er energieffektiviteten høyere enn for sammenlignbare kjeder, og ved produksjon av hydrogen fra fornybar energi eller naturgass med CO_2-håndtering er utslippene null eller lave.

Mer detaljert presenteres resultatene for energikjeder for stasjonært forbruk:

Elektrisitet fra vannkraft eller vindkraft (elektrolyse)

- Produksjon av hydrogen ved elektrolyse der elektrisiteten kommer fra vannkraft eller vindkraft gir null utslipp hvis konverteringen til hydrogen foregår lokalt, og kun et svært lite utslipp ved sentral elektrolyse ettersom kun transport av hydrogen (f eks med vogntog) til sluttbruker gir et lite bidrag.

- Produksjon av elektrisitet (og varme) vha hydrogen produsert ved elektrolyse er ineffektivt. Med andre ord: har man elektrisitet tilgjengelig, og trenger el og varme lokalt, går mye tapt hvis man går veien om hydrogen. Døgn og/eller sesongvariasjoner på tilgang av elektrisitet (f eks fra vindmøller) kan eventuelt forsvare introduksjon av hydrogen, men da primært som et egnet, miljøvennlig lagringsmedium.
- Elektrolyse vil føre til økt forbruk av elektrisitet som i dagens situasjon er en knapphetsressurs

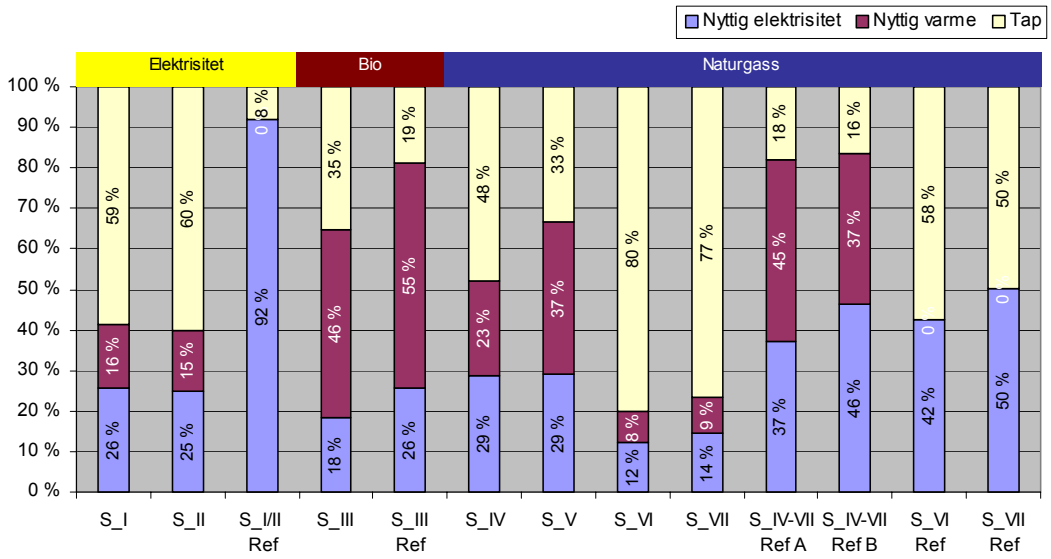
Biomasse

- Med utgangspunkt i biomasse er det mer energieffektivt å utnytte LCV-gassen direkte i gassmotor enn å rense gassen for å skille ut ren hydrogen som kan brukes i brenselceller (PEMFC).
- Da biomasse anses som en fornybar ressurs vil alle kjeder basert på biomasse være CO_2-nøytrale. Utslipp av NOx ved forbrenning av LCV-gass i gassmotor er imidlertid betydelig.

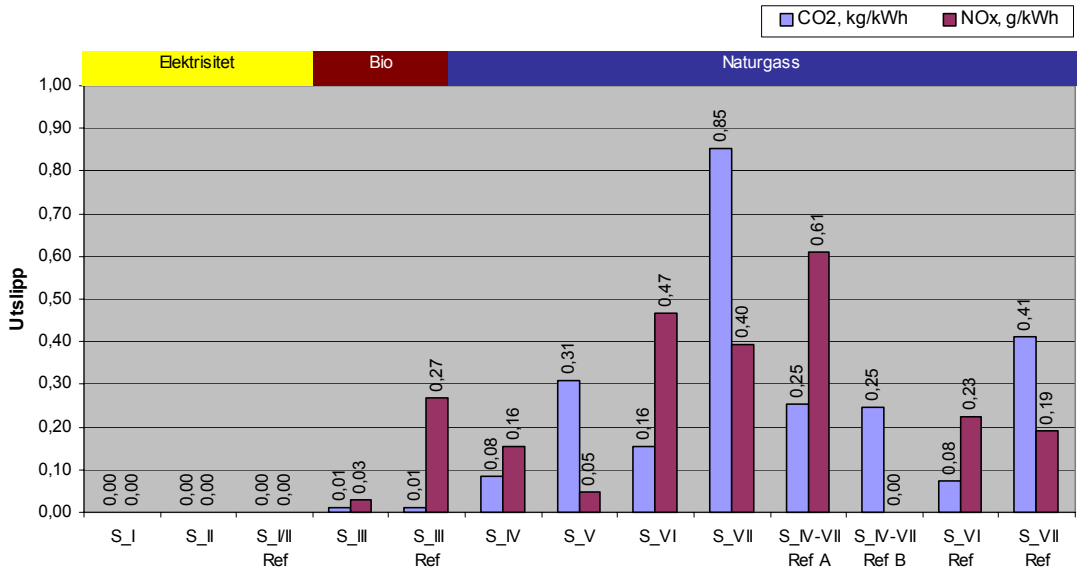
Naturgass

- Naturgass gir høyest energieffektivitet for stasjonære applikasjoner når den utnyttes i høytemperatur brenselcelle eller i gassmotor.
- Gassmotorer gir generelt høye NOx-utslipp, mens både gassmotorer og høytemperatur brenselcelle gir normale CO_2-utslipp.
- Studien inkluderer ikke kogenereringsanlegg med gassturbin som ville gitt omtrent samme effektivitet som, og lavere NOx-utslipp enn gassmotor.
- Hydrogenproduksjon fra naturgass (reformering) gir brukbar energieffektivitet, forutsatt at varmen kan utnyttes, og lave utslipp forutsatt at reformeringen foregår i store, sentrale anlegg.
- Lokal reformering uten CO_2-innfanging gir enklere distribusjon av hydrogen og er mer realistisk mht å utnytte varmen, men gir altså høyere utslipp.
- Hvis hovedhensikten er mest mulig elkraftproduksjon vil gasskraftverk gi høyest utbytte.

Figurene på neste side viser hhv energieffektivitet og utslipp for energikjedene som er analysert for stasjonært forbruk, i grafisk form.



Energieffektivitet for energikjeder for stasjonært forbruk.



Utslipp for energikjeder for stasjonært forbruk.

<u>Forklaring av kodene i figurene:</u>

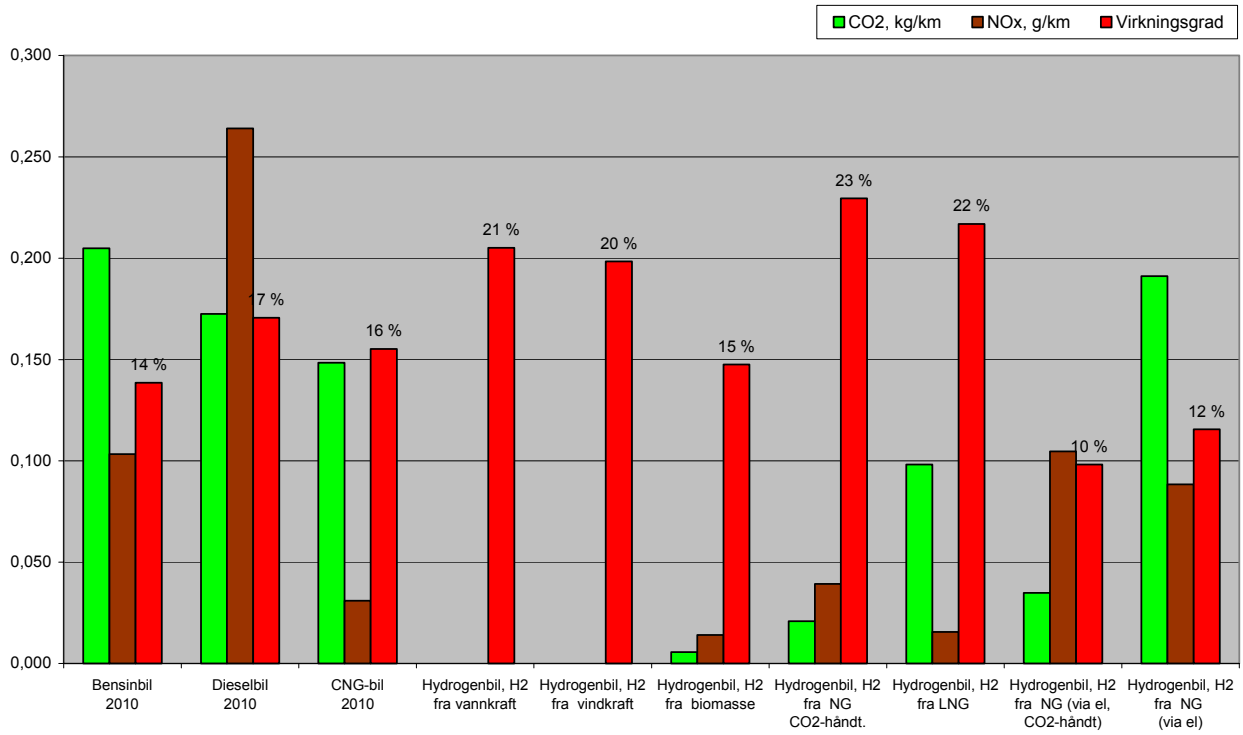
S_I	H_2 fra vannkraft	S_IV	Reformering (sentralt) m/ CO_2-håndtering
S_II	H_2 fra vindkraft	S_V	LNG-reformering lokalt
S_I/II Ref	El fra vannkraft	S_VI	Elektrolyse med el fra GK, CO_2-håndtering
		S_VII	Elektrolyse med el fra GK (gasskraftverk)
S_III	H_2 fra biomasse	S_IV-VII Ref A	Naturgassmotor
S_III Ref	Gassmotor (LCV)	S_IV-VII Ref B	SOFC brenselcelle
		S_VI Ref	El fra Gasskraftverk (GK), CO_2-håndtering
		S_ VII Ref	El fra Gasskraftverk (GK)

Mer detaljerte resultater for energikjeder for samferdselsformål (personbil):

Hydrogendrevne brenselcellebiler er et interessant alternativ til dagens konvensjonelle teknologi. Prototyper finnes, men det vil enda gå noen år før de lanseres for det åpne markedet. Sammenligningen med bensin-, diesel- og naturgassdrevne biler er derfor gjort basert på de ytelser som er ventet i år 2010. Kjøretøyer med svært varierende driftssyklus egner seg spesielt godt for brenselcelleteknologi ettersom denne har spesielt gunstig virkningsgrad ved lav belastning. Det kan derfor antas at busser med brenselceller beregnet for bykjøring også vil oppnå fordeler som resultatene for personbil med blandet by- og landeveiskjøring viser.

For tyngre kjøretøy beregnet for langtransport har det ikke vært mulig å skaffe underlagsdata som trengs for kjedeberegninger. Pga høy og jevn ytelse vil de store fordelene som oppnås pga mer variert driftssyklus ikke gjelde for denne type kjøretøyer.

Her er energieffektivitet og utslipp presentert i samme figur:



Energieffektivitet og utslipp for energikjeder for samferdsel.

- Resultatene viser at hydrogendrevne personbiler med brenselcelleteknologi gir den høyeste effektiviteten (>20 %) hvis hydrogen er produsert ved vannelektrolyse (elektrisitet fra vann- eller vindkraft) eller reformering (naturgass).
- Totalt sett er brenselcellebiler drevet på hydrogen fra fornybar elektrisitet den beste løsningen. Elektrisitet er imidlertid en knapphetsressurs.

- Hydrogenproduksjon fra gasskraft uten CO_2-håndtering gir om lag like store CO_2-utslipp som en forventet utvikling av bensin- og dieselbiler, mens reformering av naturgass uten CO_2-håndtering vil redusere utslippene om lag 40 %.
- Hydrogen produsert ved elektrolyse der elektrisiteten er generert ved gasskraftverk gir lav virkningsgrad (12 %) og ingen gevinst i CO_2-utslipp sammenliknet med bensin og dieselbiler.
- Hydrogen produsert fra biomasse har en virkningsgrad i samme størrelsesorden som konvensjonell teknologi. Biomasse er pr definisjon CO_2 nøytral, men et lite utslipp kan tilskrives nødvendig transport.
- En brenselcellebil vil ikke slippe ut NOx, men produksjon av hydrogen og nødvendig transport gjør likevel at flere av hydrogenkjedene har NOx utslipp i samme størrelsesorden som en naturgassbil (CNG). Det vil likevel være en betydelig reduksjon sammenlignet med diesel og bensin. Hvis hydrogenet kommer fra elektrolyse basert på gasskraft vil NOx utslippet være som for bensin, men lavere enn for diesel.
- En hydrogenbil bidrar ikke til lokal luftforurensning. I områder med lokal luftforurensning vil bruk av hydrogen gi en betydelig miljøgevinst. Men reduksjonen i lokal luftforurensning må ses i sammenheng med utslipp av CO_2 og NOx tidligere i energikjeden.

Se 6.2.2 for resultatene for fergedrift-eksempelet som ble tatt med rett før ferdigstillelsen av denne rapporten.

INNHOLDSFORTEGNELSE

Side

1 INNLEDNING 13

1.1 Prosjektets motivasjon og målsetting 13

1.2 Kort om prosjektet og publisering av resultater 13

1.3 Om energikjeder og studiens omfang 13

1.4 Valg av teknologi 15

1.5 Om rapporten 16

2 HYDROGEN SOM ENERGIBÆRER 18

2.1 Produksjon av hydrogen 18
2.1.1 Hydrogen fra vann vha elektrolyse 18
2.1.2 Hydrogen fra hydrokarboner (biomasse og naturgass) 19

2.2 Lagring og transport av hydrogen 20
2.2.1 Komprimert hydrogen 20
2.2.2 Flytende hydrogen 21
2.2.3 Metallhydrid 21

2.3 Brenselceller for hydrogen 21

2.4 Forbrenningsmotorer for hydrogen 22

3 TRADISJONELLE ENERGIKILDER/-BÆRERE 24

3.1 Kilde/råstoff 24

3.2 Konvertering 24
3.2.1 Biomasse til LCV-gass 24
3.2.2 Gasskraftverk 24

3.3 Lagring/Transport 25
3.3.1 Ledningsbundet transport av energibærere 25
3.3.2 Bulktransport av energikilder/-bærere 25

3.4 Sluttbruk 26
3.4.1 Kraftvarmeverk 26
3.4.2 Høytemperatur brenselceller 26
3.4.3 Forbrenningsmotorer for bensin, diesel og naturgass - utslipp 27

4 UTVALGTE ENERGIKJEDER 29

4.1 Småskala stasjonære anvendelser 30
4.1.1 Elektrisitet fra vannkraft eller vindkraft 31
4.1.2 Biomasse/avfall 32
4.1.3 Naturgass 34

4.2 Samferdsel – Personbil 38
4.2.1 Elektrisitet fra vannkraft eller vindkraft 41
4.2.2 Biomasse/avfall 42
4.2.3 Naturgass 43
4.2.4 Bensin/Diesel/CNG (referanse) 45
4.3 Samferdsel – Ferge 46
4.3.1 Diesel-elektrisk framdrift 47
4.3.2 Naturgass-elektrisk framdrift 47
4.3.3 Hydrogenfergene 47
5 ENERGI- OG UTSLIPPSREGNSKAP 48
5.1 Beregningsmetodikk 48
5.2 Overordnede forutsetninger 49
6 RESULTATER 50
6.1 Energikjeder for stasjonært forbruk 51
6.2 Energikjeder for samferdselsformål 54
6.2.1 Personbil 54
6.2.2 Fergedrift 56
7 REFERANSER 57
7.1 Litteratur og internettreferanser 57
7.2 Nyttige Internettadresser 59
8 VEDLEGG 60
8.1 Hydrogen, karakteristiske egenskaper 60
8.1.1 Hydrogenlagring 62
8.1.2 Trykktanker 63
8.1.3 Flytende hydrogen 63
8.1.4 Metallhydrid 63
8.2 Akronymer og definisjoner 64
8.2.1 Akronymer og enheter 64
8.2.2 Definisjoner 65
8.3 Faktaark 66
8.3.1 Kilde 67
8.3.2 Lagring og transport av energikilde 70
8.3.3 Konvertering 74
8.3.4 Lagring og transport av energibærer 82
8.3.5 Sluttbruk 87
8.4 Brenselcelletyper 93
8.5 Beregning av bulktransport av energibærere på vogntog 94

1 INNLEDNING

1.1 PROSJEKTETS MOTIVASJON OG MÅLSETTING

Motivasjon

Hydrogen blir av mange sett på som framtidens energibærer i et bærekraftig energisystem, fordi hydrogen gir null utslipp hos sluttbruker. Hydrogen kan framstilles fra ulike kilder, og anvendes til ulike formål både stasjonært og innen samferdsel. Det hersker ulik oppfatning om energi-effektiviteten og miljøgevinsten ved å ta i bruk hydrogen. Denne uenigheten kan skyldes at konsekvensene av alle ledd i energikjedene ikke er tilstrekkelig belyst. Det er også uenighet om når og hvor man bør introdusere hydrogen i energisystemet. Noen mener blant annet at introduksjon av naturgass som energibærer i energisystemet i Norge medfører en unødvendig forsinkelse for introduksjon av hydrogen.

Det var derfor behov for en faglig gjennomgang av ulike energikjeder som er aktuelle i Norge. Faktabaserte beregninger gir resultater i form av et energi- og utslippsregnskap som tar hensyn til alle ledd i energikjeden.

Målsetting

Resultatene fra studien skal muliggjøre rettferdig sammenligning av energieffektivitet og miljøkonsekvenser ved bruk av ulike energibærere for noen utvalgte energikjeder der hydrogen kan være et realistisk alternativ.

Et objektivt energi- og utslippsregnskap for hydrogen i noen utvalgte energikjeder vil hjelpe myndighetene i deres arbeid for å tilstrebe en fornuftig virkemiddelpolitikk med hensyn på innføring av hydrogen i det norske energisystemet.

1.2 KORT OM PROSJEKTET OG PUBLISERING AV RESULTATER

Enova SF og SFT engasjerte SINTEF Energiforskning AS til å gjennomføre analyser av utvalgte energikjeder. SINTEF Materialteknologi og MARINTEK har deltatt i prosjektet med sin spesial-kompetanse innen hhv brenselcelleteknologi og energibruk og miljøkonsekvenser i samferdsel. Resultatene fra prosjektet publiseres i denne rapporten, som også vil bli lagt på nettstedene til Enova og SFT. I tillegg er det utarbeidet presentasjoner i PowerPoint format.

1.3 OM ENERGIKJEDER OG STUDIENS OMFANG

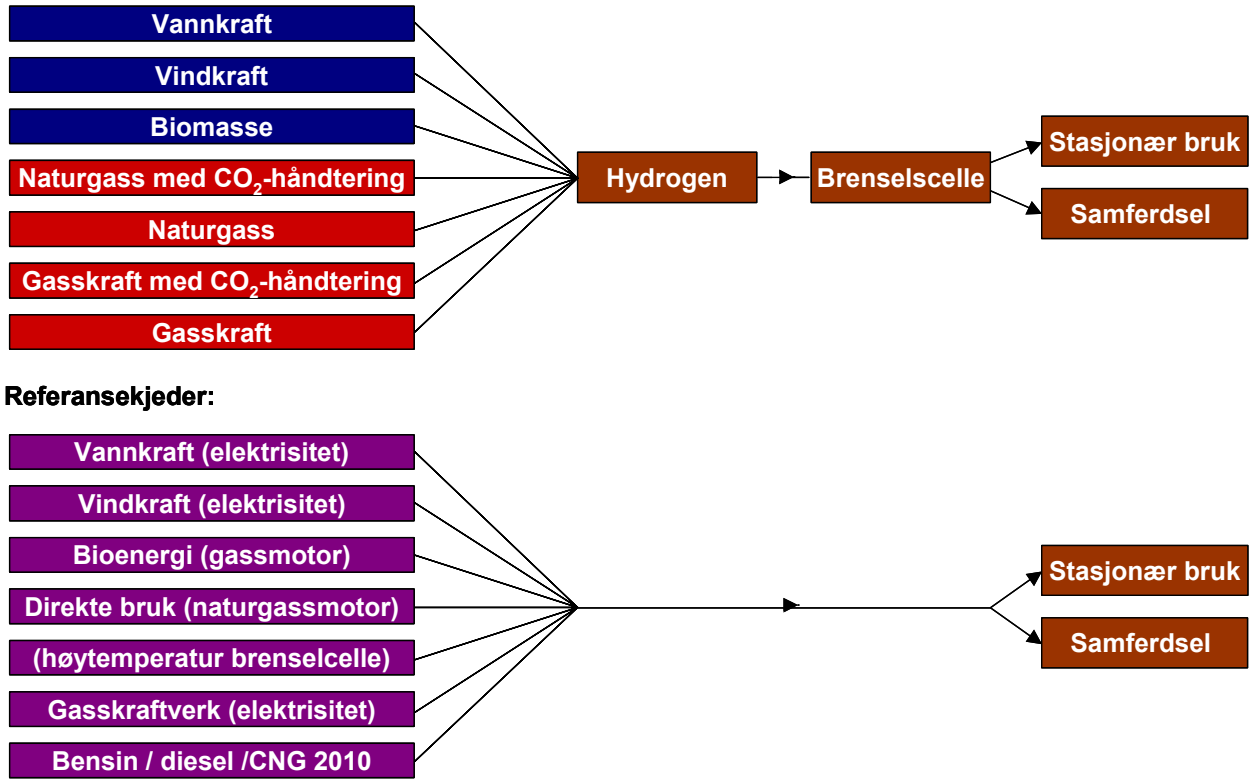
Alle ledd i energikjeden fra kilde til sluttbruk tas med i energi- og miljøregnskapet:

- Kilde
- Lagring/transport av kilden
- Konvertering til energibærer
- Lagring/transport av energibæreren
- Sluttbruk

Alle energikjeder starter med en kilde og avsluttes med sluttbruk, mens de tre andre elementene i kjeden kan opptre eventuelt flere ganger og i ulik rekkefølge. Det er tatt utgangspunkt i norske forhold, de valgte energikilder og sluttbruk er aktuelle i Norge.

Energi brukes til mekanisk arbeid, lys eller nyttbar varme. I dette prosjektet er både stasjonær bruk av energi og energibruk i transportsektoren vurdert.

Alle energikjeder som inneholder hydrogen et sted i kjeden sammenlignes med minst en referanse energikjede basert på tradisjonell energibærer, se Figur 1-1.



Figur 1-1: Oversikt over vurderte energikjeder.

Energieffektivitet og miljøkonsekvenser som presenteres i denne rapporten gjenspeiler alle ledd i de valgte energikjedene. Det presiseres at resultater og vurderinger begrenses til energikjede-analyser, fra energikilde til sluttbruk. Det er i dette arbeidet ikke utført såkalte livsløpsanalyser (life cycle assessment (LCA)). Energibruk og miljøpåvirkninger knyttet til produksjon av materialer og komponenter (som brukes f eks til konvertering eller transport) er derfor ikke tatt med. Livsløpsanalyser utgjør grundige studier av tekniske, økologiske så vel som økonomiske aspekter og er i så måte svært omfattende. Den økologiske delen tar for seg systemets fullstendige livssyklus, som omfatter alle aspekter av materialflyt (inkl produksjon og resirkulering av materialer etc), utslipp og annen påvirkning på naturen. LCA-studier er utført for ulike teknologier, bl a for brenselceller (Pehnt 2001).

Sammenliknet med det energi- og utslippsregnskapet som er gjennomført i denne studien ville livsløpsanalyser gitt et mer nyansert bilde av effekten av å ta i bruk ny teknologi, spesielt når det

gjelder utslipp. Virkningsgradene fra LCA ville ligget noe lavere enn de verdiene som er beregnet i denne kilde – sluttbruk analysen. Noen prosesser som krever energitilskudd, knyttet til bl a produksjon og eventuell destruksjon, er ikke med i denne studien. Dette gjelder både energikjeder der hydrogen inngår, og kjedene med det vi i denne studien har omtalt som tradisjonell teknologi. Energibruk knyttet til framstilling av materialer brukt i hhv tradisjonell og ny teknologi vil ikke avvike stort. Man tilstreber nå i stadig større grad å ta i bruk mer miljøvennlige materialer, bl a basert på resultater fra LCA. Det antas derfor at det relative forholdet mellom virkningsgrad for tradisjonell og ny teknologi ikke ville endret seg vesentlig ved bruk av livsløpsanalyser.

En fullstendig livsløpsanalyse ville tatt hensyn til alle utslipp knyttet til produksjon, drift og avhending (evt resirkulering) av materialer. Denne studien er i så måte mindre omfattende, da kun CO_2, NOx og til en viss grad utslipp av partikler er tatt med.

Studien konsentrerer seg om energieffektivitet og utslipp av CO_2 og NOx. Utslipp av svevestøv og partikler er også behandlet Det er fokusert på teknologiske løsninger som forventes å være tilgjengelige i tidsrommet rundt 2010. Det er ikke tatt hensyn til kostnader, tilgjengelighet og sikkerhet ved valg av teknologi, bortsett fra at helt urealistiske alternativer med hensyn til forventet kostnad er valgt bort. Eksempelvis vil småskala naturgassreformering med CO_2-håndtering anses å være et urealistisk alternativ fordi småskala deponering ikke er hensiktsmessig.

1.4 VALG AV TEKNOLOGI

For hvert ledd i kjedene har vi måttet velge en av flere aktuelle teknologier for å unngå altfor mange alternativer. Aktuelle teknologier har forskjellig grad av modenhet. For å foreta en mest mulig rettferdig sammenligning av ulike energikjeder, må teknologienes modenhet vurderes. I dette prosjekt har vi benyttet følgende terminologi:

State-of-the-Art	SoA
Best Available Technology, Not Exceeding Excessive Cost	BATNEEC
Best Available Technology	BAT
Best Potential Technology	BPT

De tre siste begrepene inneholder ordet Best. I denne studien mener vi best mht både energieffektivitet og utslipp. I det følgende er vår tolkning av disse begrepene gitt. Eksempler er gitt for å illustrere vår oppfatning av begrepene.

<u>State-of-the-Art</u>
State-of-the-Art er et begrep på teknologi med en gjennomsnittlig god ytelse for masseproduserte og dermed vanlige produkter i markedet. *Eks.: Innen bilindustrien vil personbiler med vanlig forbrenningsmotor (bensin eller diesel) som f eks VW Golf, Toyota Prius m fl representere typisk State-of-the-Art teknologi. Slike biler har typisk en motorytelse 60 - 80 kW og et drivstofforbruk på 0,75 - 0,8 liter/10km) ved blandet kjøring.*

BATNEEC

Den beste teknologi som er tilgjengelig i markedet til en pris som ikke er uforholdsmessig mye høyere enn annen sammenlignbar teknologi. *Eks.: Innen personbilmarkedet vil Toyotas Prius Hybrid-modell representere BATNEEC-teknologi. Denne har en bensinmotor på 1,5 liter, som i kombinasjon med et batteri og en elektromotor gir bilen minst like god akselerasjon som standard Prius. Bilen koster ca NOK 60 000 mer enn standardbilen (som koster ca NOK 220 000). Bensinforbruket er så lavt som ca 0,45 liter/10km ved blandet kjøring (Toyota Norge 2002), tilsvarende en virkningsgrad på over 20 %.*

BAT

Best Available Technology er teknologi som er det beste på markedet, men som har en betydelig merkostnad ved innkjøp. *Eks.: Brenselcellebiler drevet på hydrogen er ansett som den beste tilgjengelige teknologi. Tilgjengeligheten er ikke god og prisen er meget høy, men det lar seg gjøre å bestille en brenselcellebil. En slik bil gir ingen lokale utslipp og har en virkningsgrad som er noe høyere enn SoA-teknologi.*

BPT

Best Potential Technology er teknologi som ikke er tilgjengelig i dag, men som gjennom/basert på forskning og utviklingspotensialer kan forventes å bli tilgjengelig innen et gitt tidsperspektiv (angis i det enkelte tilfellet). *Eks.: Framtidens hybrid brenselcellebil (f eks om 10 - 20 år) drevet på hydrogen representerer for mange BPT. En slik bil (brenselcelle kombinert med batterier) vil ha en tank-to-wheel virkningsgrad på over 50 % (Toyota Europe 2002), hvilket er 2 - 3 ganger høyere enn dagens personbiler. Lagringsproblemet for hydrogen forventes å være løst og bilen er dermed ikke tyngre enn vanlige biler. For stasjonær energiproduksjon vil kombinerte anlegg bestående av en høytemperatur brenselcelle og en gassturbin (SOFC+GT) representere BPT. Disse viser allerede 62 % elektrisk virkningsgrad (SiemensWestinghouse) med potensialer for over 70 %.*

1.5 OM RAPPORTEN

Målgruppen for denne rapporten er personer som ikke nødvendigvis har detaljert kunnskap om hydrogen eller energikjeder med andre energibærere. Rapporten er utarbeidet med tanke på at leseren kan velge hvor detaljert han/hun ønsker å studere temaet. Detaljerte forutsetninger og benyttet datagrunnlag finnes i vedlegg. De mest interesserte leserne vil kunne finne mer informasjon om hydrogen ved å utnytte internettadressene som er angitt i 7.2.

Etter dette innledningskapitlet følger et kort kapittel om hydrogen og de viktigste teknologier som trengs for å kunne benytte hydrogen som energibærer i det fremtidige energisystemet.
I Vedlegg 8.1 finnes flere detaljer om hydrogen. I Kapittel 3 er teknologier for referansekjeder omtalt. Detaljerte forutsetninger og underlagsdata for valgte teknologier er gjengitt i Vedlegg 8.3, i såkalte faktaark.

Kapittel 4, 5 og 6 er rapportens mest sentrale kapitler. I Kapittel 4 presenteres de utvalgte energikjedene. Hvordan energieffektivitet og miljøkonsekvenser er beregnet beskrives i Kapittel 5, mens resultatene finnes i Kapittel 6.

I den elektroniske versjonen av rapporten som finnes på Enovas og SFTs nettsteder, er det lagt inn linker og kryssreferanser som gjør det enklere å navigere i rapporten. Figuren (kjedekartet) som viser alle valgte energikjeder kan fås opp i eget vindu ved å klikke her.

2 HYDROGEN SOM ENERGIBÆRER

Dette kapitlet gir generell informasjon om hydrogen som er relevant for denne studien. Mer detaljert informasjon finnes bl a i Vedlegg 8.1, og i referanser oppgitt i 7.1. I Kapittel 3 omtales valgte teknologier for utvalgte referansekjeder for sammenligning med hydrogenkjeder.

Hydrogen (H) er det grunnstoffet som finnes i størst omfang på jorden. Hydrogen finnes i store mengder bundet til oksygen og/eller karbon, i hhv vann og ulike hydrokarboner.

Hydrogen i fri gassform (H_2) reagerer straks det kommer i kontakt med oksygen og danner vann (H_2O). Dette er grunnen til at hydrogen ikke finnes i fri form, og derfor må ren hydrogen produseres ved hjelp av andre energikilder og holdes atskilt fra oksygen under lagring og transport.

Hydrogengass har svært spesielle egenskaper. Den volumetriske energitettheten (kWh/m^3) er svært lav, selv ved høye trykk, mens energiinnholdet per vektenhet for hydrogen er ca 3 ganger høyere enn i bensin og diesel. Hydrogenmolekylet er svært lite og diffunderer derfor lett gjennom andre materialer. En stor utfordring er derfor knyttet til lagring og transport av hydrogen.

I sluttbrukleddet brukes hydrogen som føde i brenselceller, der energien i drivstoffet effektivt konverteres til elektrisitet med varme som biprodukt. Avfallsproduktet er rent vann. Høy renhet på hydrogenet er vanligvis påkrevd for å unngå skade på brenselcellen (redusert ytelse eller forkortet levetid).

Se Vedlegg 8.1 for mer informasjon om hydrogens karakteristiske egenskaper.

2.1 PRODUKSJON AV HYDROGEN

Hydrogen kan produseres fra, eller ved hjelp av, ulike energikilder. Den klart mest anvendte og billigste metoden for H_2-produksjon er reformering av naturgass. Miljømessig vil hydrogen framstilt fra naturgass ha ulemper knyttet til dannelse av CO_2. Teknologi for å separere CO_2 eksisterer allerede, og ulike alternativer for deponering av CO_2-gassen utredes. Krav til deponering bidrar naturligvis til å øke kostnaden ved å framstille hydrogen fra naturgass.

I denne rapporten er det valgt å se på hydrogen produsert enten ved å spalte vann vha elektrisitet (elektrolyse), eller ved å varme opp hydrokarboner sammen med vann(damp) og eventuelt luft eller oksygen (reformering).

2.1.1 Hydrogen fra vann vha elektrolyse

Vann kan spaltes til hydrogen og oksygen ved å tilføre elektrisitet. Prosessen kalles vannelektrolyse. Norsk Hydro har framstilt hydrogen til sin ammoniakkproduksjon ved vannelektrolyse fra mellomkrigstiden (1928) til slutten av 70-tallet (TR A5197, 2000), da man gikk over til reformering av naturgass. Det finnes i hovedsak to typer elektrolysører: Alkaliske

(flytende basisk elektrolytt) og elektrolysører basert på Proton Exchange Membrane (PEM) - teknologien. Alkalisk elektrolyse har dominert storskala produksjon, mens membran-elektrolysørene, utviklet over det siste 10-året, ser ut til å kunne bli mest aktuelle for mindre enheter pga høye kostnader. PEM-elektrolysørene kan gi 5 - 10 ganger høyere hydrogen-produksjon (pr elektrolysørvolum), og har derfor klare fordeler for enkelte anvendelser der kompakte løsninger er påkrevd. PEM-teknologien kan imidlertid først regnes som en reell konkurrent til alkaliske elektrolysører når kostnadene er redusert betydelig. I tillegg pågår det utvikling av såkalte dampelektrolysører som benytter keramiske elektrolytter.

Alkalisk elektrolyse er moden teknologi. Små elektrolysører basert på membranteknologi er kommersielt tilgjengelig, mens dampelektrolysører er på utviklingsstadiet. I denne studien har vi brukt data for alkaliske elektrolysører.

Norsk Hydro Elektrolysers er en ledende leverandør av alkaliske elektrolysører for mellomstore anlegg. Slike anlegg kan være aktuelle for lokal produksjon av hydrogen, f eks ved fyllestasjoner.

2.1.2 Hydrogen fra hydrokarboner (biomasse og naturgass)

I denne studien inngår konvertering av biomasse og naturgass til hydrogen. I tillegg vurderes gassifisering av biomasse til såkalt LCV-gass (Low Calorific Value), som inneholder hydrogen.

Den viktigste kilden til hydrogen i dag er reformering av naturgass. Hydrokarboner kan reformeres (omdannes) til hydrogen ved tre forskjellige metoder, dampreforming (steam reforming), delvis oksidasjon (partial oxidation) og autoterm reformering (autothermal reforming).

Dampreformering (SR) er moden teknologi og mest brukt for produksjon av hydrogen. Damp-reformering av naturgass (Steam Methane Reforming (SMR)) står for ca 95 % av hydrogen produksjonen i USA (M.J. Bradley and Associates, 2000). Når hydrokarboner og vanndamp blir varmet opp og blandet i nærvær av en katalysator vil blandingen reagere og danne hydrogen (H_2), karbonmonoksid (CO) og noe karbondioksid (CO_2). For å øke utbyttet av hydrogen og samtidig fjerne karbonmonoksid (som er et uønsket biprodukt) sendes blandingen til en shift-reaktor. Karbonmonoksid reagerer her med vanndamp og danner hydrogen og karbondioksid. Den primære reformeringsreaksjonen er sterkt endoterm (må tilføres varme) og reaksjonshastigheten i reformeringsreaktorer er derfor begrenset av varmetransporten gjennom reaktorveggene. Dette gjør dampreformering best egnet for en jevn produksjon av hydrogen.

Ved delvis oksidasjon (POX) forbrennes hydrokarbonene i luftunderskudd og danner en blanding av hydrogen, karbonmonoksid, karbondioksid og nitrogen. Blandingen som er ved høy temperatur tilsettes overhetet vanndamp som reagerer på samme måte som for dampreformering. I likhet med dampreformering sendes blandingen til en shift-reaktor ved lavere temperatur for å øke hydrogenutbyttet. Siden luft brukes som oksidant vil noe av hydrogenet forbrennes, men fordelen er at reaksjonen er eksoterm, slik at varme ikke må tilføres. Dette gjør responsen overfor varierende hydrogenbehov raskere, samtidig som reaktoren kan lages lettere og mer kompakt.

Autoterm reformering (ATR) er en kombinasjon av dampreformering og delvis oksidasjon. Varmen som frigis fra oksidasjonen brukes til å drive dampreformeringen. ATR kombinerer det beste fra SR og POX med god respons på variabel last, rask oppstart/stans og god energi-effektivitet. En perfekt balanse mellom SR og POX gir den beste virkningsgraden for hydrogen-produksjon fra hydrokarboner, men kan være vanskelig å få til i praksis. Siden dampreformering er den desidert mest brukte reformeringsmetoden i dag, er denne lagt til grunn for kjede-beregningene.

2.2 LAGRING OG TRANSPORT AV HYDROGEN

Hydrogen kan lagres på 3 måter:

- som komprimert gass (CH_2),
- nedkjølt i flytende form (LH_2) eller
- i faste stoffer (her representert ved metallhydrider)

Transport av komprimert eller flytende hydrogen kan foregå i bulk (f eks lastebiltransport, ref. 3.3.2) eller som rørtransport. Transport av hydrogen fra et sentralt anlegg for H_2-produksjon (med CO_2-deponering) vil typisk foregå over avstander på 100 – 200 km. I en første fase med et begrenset marked for hydrogen vil storskala rørtransport av hydrogen over lange avstander ikke være hensiktsmessig. Distribusjon av hydrogen til lokale områder vil måtte foregå ved transport av hydrogen i bulk (vogntog/skip) inntil et større marked er etablert. I denne studien er det valgt å utføre beregningene forutsatt at hydrogen transporteres i komprimert form (450 bar) på vogntog (ref 3.3.2).

For småskala hydrogenproduksjon (nær sluttbruker) vil energitransporten til sluttbruker kunne gjøres på flere måter:

1) rørtransport av hydrogen i gassform frem til brenselcelle hos sluttbruker,
2) komprimert hydrogen på lastebil frem til brenselcelle hos sluttbruker, eller
3) elektrisitets- og fjernvarmenett frem til sluttbruker fra et noe større hydrogendrevet brenselcelleanlegg.

Transportlengden er i alle tre tilfeller kort, så for alternativ 1) trengs intet ekstra kompresjons-arbeid for å drive rørstrømningen, da 450 bar forutsettes i produksjonsanleggets lagertank. Dieselforbruket til lastebilen for alt. 2) og tap i el- og fjernvarmenett for alt. 3) neglisjeres også pga de korte avstandene. Under disse forutsetningene blir alternativene 1) - 3) beregningsmessig ekvivalente ettersom energitap og miljøkonsekvenser for alle alternativene er neglisjerbare.

2.2.1 Komprimert hydrogen

Komprimert hydrogen har i lang tid vært levert på standard trykkbeholdere ved trykk på 200 bar. Fyllestasjoner for hydrogen opererer i dag på opptil 350 bar, mens de første høytrykks komposit-tanker (700 bar) er utviklet, men godkjenning mangler. I denne studien er komprimert gass ved

450 bars trykk valgt som lagrings- og transportform for hydrogen. Dette er i samsvar med Norsk Hydros rapport *"Well to wheel efficiency for NG to hydrogen fuel paths"* (Norsk Hydro 2002).

Transport kan foregå med tankbil fra hydrogenfabrikk til fyllestasjon. Kompresjonsarbeid må tilføres både ved hydrogenfabrikken og ved fyllestasjonen. Ved hydrogenfabrikken trengs arbeid for å overføre hydrogengassen til lastebilens trykktanksystem, og tilsvarende må hydrogenet overføres fra tankbilens tanker til lageret ved fyllestasjonen. Kompressorene krever et forbruk i form av elektrisitet.

Rørtransport krever generelt et kompressorarbeid (bruk av elektrisitet) for å drive rørstrømningen, men ved enkelte produksjonsanlegg kan hydrogenet være tilgjengelig ved tilstrekkelig høyt trykk til at slikt kompresjonsarbeid bortfaller, eller blir redusert. Rørtransport av hydrogen over lange avstander vil bl a kreve et stort marked for hydrogen og er ikke vurdert i denne studien.

2.2.2 Flytende hydrogen

Hydrogen må kjøles ned under kokepunktet som er ca -253°C før gassen går over i flytende form. Dette krever mye energi og spesielle isolasjonssystemer for lagringstanker og eventuelt rør som kan brukes til transport. Nedkjøling av hydrogen til flytende form er derfor beheftet med lav virkningsgrad (ca 70 % for denne prosessen alene).

Ved tankbiltransport og overføring av flytende hydrogen til en fyllestasjon kan hydrogenet enten beholdes i flytende form, eller det kan pumpes opp til et høyt trykk (pumping av væske krever mindre arbeid enn kompresjon av gass) og lagres i et trykktanksystem.

2.2.3 Metallhydrid

Forskning innen utvikling og karakterisering av metallhydrider har foregått både i Norge (ved IFE og NTNU) og i utlandet i mange år. Kommersielle metallhydrider kan typisk lagre 2 wt % (vektprosent) hydrogen. Dette begrenser bruk av disse materialene betydelig, spesielt innen samferdsel. Nye legeringer basert på f eks Magnesium (Mg) viser teoretiske lagringstettheter på 7,6 wt %. Kinetikken (hastigheten) for opplading og utladning er imidlertid for langsom ved vanlige temperaturer. Ved 200°C kan disse metallhydridene operere tilfredsstillende, men denne temperaturen reduserer disse materialenes anvendbarhet betraktelig.

2.3 BRENSELCELLER FOR HYDROGEN

Brenselceller ser ut til å bli viktige i fremtidens energisystem. Brenselcelleteknologien ble utviklet innen romfartsindustrien for samtidig produksjon av elektrisk kraft og vann. Teknologien ble anvendt så tidlig som på Apollo og Gemini-ferdene. Ny optimisme og miljøkrav førte til økt forskningsinnsats fra begynnelsen av 1980-tallet. Et stasjonært brenselcelleanlegg ble satt i drift og knyttet til kraftnettet i Tokyo i 1990-91. Med en effekt på 11 MW er dette fremdeles det største brenselcelleanlegget i verden. Det finnes nå 2-300 stasjonære brenselcelleanlegg i drift for samproduksjon av elektrisitet og varme til større bygninger. Teknologien er imidlertid fremdeles

på demonstrasjonsstadiet. I framtiden tenker man seg stasjonære brenselcelleanlegg også for industribygg og mindre enheter på 2 – 5 kW for bruk i privatboliger.

'Lokal energiproduksjon' er et nytt begrep som spesielt kraftselskapene har tatt i bruk de senere årene. Små, energikonverterende enheter plasseres nærmere sluttbrukeren. Fordi brenselcellene er modulære i design og meget effektive, har teknologien spesielle fortrinn i denne sammenheng. Installasjon av mindre enheter for siden å utvide kapasiteten når behovet øker, utgjør en mindre finansiell risiko for energiplanleggere og investorer hvis man velger brenselcelleteknologien. Distribusjonsnettet for elektrisk kraft vil i framtiden bli tilpasset slik desentral energiproduksjon og dette legger forholdene til rette for bruk av brenselceller.

Det endelige, kommersielle gjennombrudd for brenselcelleteknologien forventes å komme i transportsektoren rundt 2010. Her ligger Canada (Ballard Power Systems) sammen med USA og Japan i fremste rekke i teknologiutviklingen. Den største enkeltsatsningen på brenselceller så langt er et samarbeid mellom DaimlerChrysler, Ford Motor Company og Ballard. Krav til reduksjon i lokale utslipp av miljøgasser (lovgivning) i enkelte stater i USA (California, New York) har gitt teknologien et kraftig skyv. Energiselskaper som ARCO, Shell og Texaco er med i samarbeidet. Brenselcelledrevne busser har vært i prøvedrift siden midten av 1990-tallet i Vancouver, Canada, og det er nå mulig å kjøpe brenselcellestakker på bestilling. Satsningen fra en del ledende bilprodusenter er nå betydelig og flere av disse (DaimlerChrysler, Honda, Toyota m fl) har de siste årene antydet masseproduksjon av brenselcelledrevne biler fra 2003 - 2004. Det viser seg imidlertid at de mål man satte seg mht kostnadsreduksjoner ikke har latt seg innfri. Det ventes derfor ikke noen produksjon i vesentlige antall før 2010.

Av de 5 brenselcelletypene som er presentert i Tabell 8.6 i i Vedlegg 8.4, vurderes PEMFC-teknologien (lavtemperatur brenselcelle) som den som egner seg best for transportsektoren i det tidsperspektivet denne studien ser på. Brenselet til brenselcellene er vanligvis hydrogengass. Høytemperatur brenselceller (f eks SOFC) som kan konvertere naturgass direkte, er også høyst aktuelle for stasjonære anvendelser der både elektrisitet og varme kan nyttiggjøres. Slike brenselceller er kort beskrevet i 3.4.2.

2.4 FORBRENNINGSMOTORER FOR HYDROGEN

Generelt gir forbrenning av hydrogen høyere temperaturer enn det man finner i bensin- og dieselmotorer. Høyere forbrenningstemperatur fører til en økning i dannelsen av termisk NOx. På grunn av det høye energiinnholdet i H_2 er flammetemperaturen ved forbrenning enda høyere enn den er i bensinmotorer (ca 2200°C) (Melhus 2001). Dette er maksimalverdier for temperatur i forbrenningssonen. Gjennomsnittlig holder eksosen fra bensin- og dieselmotorer hhv 750 - 800°C og ca 700°C. Uten andre modifikasjoner ville eksosen fra en hydrogenmotor være varmere enn dette.

Bilprodusenten BMW har utviklet hydrogendrevne forbrenningsmotorer siden midten av 1970-tallet. Den første prototypen var en 1979-modell 5-serie. Siden den gang er bilene stadig forbedret og den siste utgaven, BMW 745h, er utstyrt med en 8 sylinder V-motor som yter 135 kW. Bilen

har et dobbelt drivstoffsystem og kan koble om fra bensin til flytende hydrogen og tilbake igjen under drift. V-12 versjonen drevet på hydrogen yter 150 kW, mens den tilsvarende bensinutgaven yter opptil 240 kW. Den reduserte ytelsen antas å skyldes at motoren ikke er bygget for hydrogen, og at man kjører med høyt lufttilskudd. Dette senker temperaturen i forbrenningskammeret og bidrar til å holde NOx-utslippet nede. I tillegg til forbrenningsmotoren har BMW installert en 5 kW PEMFC (Auxilliary Power Unit (APU)) i noen av sine limousiner av 7-serien. Brenselcellen får drivstoff fra tanken med flytende hydrogen (som er plassert i bagasjerommet) og dekker det behovet bilen har for elektrisitet (air conditioning, lys etc). BMW utvikler nå, i samarbeid med Global Thermoelectric (Canada) og Delphi, en høytemperatur brenselcelle (SOFC) for samme formål. Denne sistnevnte er langt mer fleksibel mht drivstoff og vil da også drives av bensin som reformeres ombord i bilen.

I Danmark er det igangsatt et pilotprosjekt for ombygging av en Ford Focus 2.0 liter forbrenningsmotor til hydrogendrift (IEA2001). Bilen skal anvendes i det nasjonale danske hydrogenprogrammet.

Figur 2-1: BMWs siste modell av deres hydrogendrevne 7-serie (tv). BMW 745h kan kjøres på flytende hydrogen i tillegg til bensin. Skisse av hvordan høytemperatur brenselcellen (SOFC) tenkes integrert i bagasjerommet er vist (th).

En PEM brenselcelle (APU-enhet) fra International Fuel Cells leverer strøm til det elektriske anlegget. En APU-enhet basert på SOFC-teknologien er under utvikling. Med denne løsningen kan BMW bruke bensin til forbrenningsmotoren så vel som til brenselcellen.

Det antas at biler med forbrenningsmotorer drevet på hydrogen vil entre markedet før brenselcellebilene, primært på grunn av brenselcellens høye kostnader.

3 TRADISJONELLE ENERGIKILDER/-BÆRERE

I Kapittel 2 er teknologier knyttet til energikjeder med hydrogen kort omtalt. I dette kapittelet omtales valgte teknologier og prosesser for utvalgte referansekjeder som brukes for sammenligning med hydrogenkjeder. Det gis en kort begrunnelse for hvilke valg som er gjort. Mer detaljert informasjon om valgte teknologier finnes i de respektive faktaarkene i Vedlegg 8.3.

3.1 KILDE/RÅSTOFF

I denne studien har vi tatt utgangspunkt i tilgang på energi i form av elektrisitet fra hhv vannkraft og vindkraft, biomasse og naturgass. Disse energikildene og –bærerne brukes på ulike måter, enten som energitilskudd i en konverteringsprosess (elektrisitet til elektrolyse av vann for å produsere hydrogen), som en energibærer der hensikten først og fremst er transport eller distribusjon av energi (f eks elektrisitet eller naturgass) eller direkte til sluttbruk (f eks elektrisitet og naturgass).

Referansedrivstoffene for våre hydrogenkjeder innenfor samferdselssektoren (personbil) er bensin, diesel og naturgass. Det er viktig å merke seg at raffinering av olje og gassressursene fra Nordsjøen også innbefatter tap. Naturgassproduksjon har en virkningsgrad på 94 %, og produksjon av diesel har likeledes et tap på 12 %, med andre ord en virkningsgrad på 88 % (Norsk Hydro 2002). I dette arbeidet er det tatt høyde for slike tap (og utslipp knyttet til oppgraderingen) for å sikre reelle, totale virkningsgrader (kilde til sluttbruk) og utslipp. Tall fra Japan er hhv 91 % på diesel og 88 % på bensin (Toyota).

3.2 KONVERTERING

Konvertering (eller omforming) av energi fra en form til en annen, fra en energikilde til en energibærer, eller fra en energibærer til en annen energibærer er omtalt i dette delkapitlet. Konvertering til sluttbruk er omtalt i 2.3 og 3.4.

3.2.1 Biomasse til LCV-gass

Hensikten med denne prosessen er å danne en brennbar gass som betegnes LCV-gass. LCV står for ”Low Calorific Value” og vil si at brennverdien til den gassen er lav (lavt energiinnhold per kg gass). LCV-gassen dannes fra biomasse gjennom en prosess kjent som gassifisering (oppvarming av biomasse med begrenset tilførsel av oksygen). Gassen kan brennes i egne typer gassmotorer for å produsere elektrisitet.

3.2.2 Gasskraftverk

Et gasskraftverk som planlagt bygget i Norge på Kårstø og Tjeldbergodden omdanner naturgass til elektrisitet. Det kalles også et kombikraftverk når en gassturbinsyklus kombineres med en dampturbinsyklus. Et slikt anlegg kan ved maksimal elproduksjon oppnå en elektrisk virkningsgrad på 58 %. Da er det ingen nyttbar varme. Går man ned i elproduksjon (ved å tappe

damp fra dampturbinen) får man nyttbar varme. Slik kan man oppnå en høyere totalvirkningsgrad. Imidlertid fokuseres det i dette prosjektet på anlegg med maksimal elproduksjon, da det ikke er gitt at nyttbar varme fra slike store, sentrale anlegg kan nyttiggjøres til sluttbruk. Et gasskraftverk kan bygges med CO_2-håndtering. Dette krever imidlertid noe energi slik at en typisk elektrisk virkningsgrad vil bli ca 50 %.

3.3 LAGRING/TRANSPORT

3.3.1 Ledningsbundet transport av energibærere

Elektrisitet og naturgass er eksempler på energibærere som egner seg for transport og distribusjon i ledninger/kabler eller i rør. Naturgass egner seg også til lagring, da gjerne i komprimert (CNG) eller flytende form (LNG). Komprimering og flytendegjøring krever energi. Disse prosessene påvirker derfor energieffektiviteten, og dermed utslippsregnskapet, for de kjedene der slik omvandling foregår. Transport/distribusjon medfører elektriske tap, og for transport av naturgass over lengre avstander kreves rekomprimering eller ekstra kjøling.

3.3.2 Bulktransport av energikilder/-bærere

Lagring og landtransport av ulike energikilder og energibærere antas å foregå med vogntog/ tankbil m/tilhenger med totalvekt på 50 tonn og med diesel som drivstoff (Holm 2002). Lastekapasiteten er 40 000 liter (40 m^3) hvilket tilsvarer 32 – 34 tonn diesel eller bensin. Det antas at all landtransport av bensin, diesel, biomasse, naturgass (CNG, LNG), hydrogen (i ulike former, ref 2.2) skjer med tilsvarende, spesialbygde kjøretøy og med de vekt- og volumbegrensninger som er angitt over.

Det betyr at transport av enkelte energikilder/drivstoff er volumbegrenset, mens andre er vektbegrenset slik Tabell 3-1 viser. Bakgrunnsdata og beregninger er vist i Vedlegg 8.5.

Tabell 3-1: Mengde energibærer transportert på standard vogntog.

Energibærer	Begrensninger	Transportert mengde per vogntog [kg]	Transportert energimengde per vogntog [MWh] LHV
CH_2, 450 bar	Volum	1 166	38,9
LH_2	Volum	2 800	93,3
MH	Vekt	640	21,3
CNG, 300 bar	Volum	8 640	227,2
LNG	Volum	17 480	338,0
Biomasse	Volum	26 000	137,8
Bensin	Vekt	32 000	390,4
Diesel	Vekt	34 000	408,0

Vi ser av tabellen at for å transportere en gitt energimengde trengs det ca 10 biler med komprimert hydrogen (CH_2) for hver bil med diesel eller bensin. Med noe høyere virkningsgrad i sluttbruker-leddet (brenselcelle sammenliknet med forbrenningsmotor) blir forholdet noe lavere per kjørt km, men fortsatt vil distribusjon av hydrogen i bulk gi et betydelig økt transportbehov.

Ved transport av hydrogen har vi i denne studien valgt å bruke komprimert gass (CH_2). Transportlengde varierer avhengig av energibærer og valgt størrelse på konverteringsanleggene. I kjedebeskrivelsene i Kapittel 4 er oppgitt transportlengde estimert som et veid gjennomsnitt.

3.4 SLUTTBRUK

3.4.1 Kraftvarmeverk

Et kraftvarmeverk produserer både elektrisitet (kraft) og varme og går ofte under betegnelsen CHP (Combined Heat and Power) eller kogenerering. Kraftvarmeverk kan være aktuelle for både stor og liten skala. I større skala vil gassturbinsystemer, dampturbinsystemer og kombikraftverk (kombinasjon av gassturbin og dampturbin) være aktuelle løsninger. Disse løsningene beskrives ikke i denne rapporten, da det her fokuseres på småskalaløsninger som ligger nærmere sluttbruker. Det er valgt å se nærmere på to bestemte gassmotorer som er naturlige valg for mindre skala. Den ene går på naturgass og den andre går på LCV-gass (brennbar gass dannet fra biomasse). Naturgassmotoren vi har valgt å bruke i denne studien har en elektrisk effekt på 3,3 MW_{el}, mens motoren som går på LCV-gass har en elektrisk effekt på 330 kW. Den energien i gassen (brenselet) som ikke omdannes til elektrisitet blir varme, men kun en andel av denne varmen er utnyttbar (lar seg ”fanges og styres” dit den potensielt kan nyttiggjøres). Denne andelen ligger i størrelsesorden 80 %. Dette resulterer i en såkalt totalvirkningsgrad (el og varme/brennverdi) på over 80 %. Det legges til at brenselceller som produserer både el og varme også kan klassifiseres som kraftvarmeverk, men dette er nærmere beskrevet i eget avsnitt (se 3.4.2 om SOFC).

3.4.2 Høytemperatur brenselceller

Høytemperatur brenselceller av typen MCFC og SOFC (se oversikt over typer i Vedlegg 8.4) kan konvertere naturgass direkte til elektrisitet og varme. Disse representerer meget interessante teknologier for framtidig stasjonær energiproduksjon. Modellering (bl a ved NTNU) viser at brenselceller i kombinasjon med gassturbiner (SOFC+GT) vil være i stand til å gi elektriske virkningsgrader på omkring 70 %. Et slikt anlegg er testet ut ved National Fuel Cell Research Center i Irvine, CA, USA og 62 % elektrisk virkningsgrad er demonstrert (Scott Samuelsen 2000). Anlegget har betydelige potensialer for forbedringer. SOFC-teknologien alene gir typisk virkningsgrader på ca 50 %.

Figur 3-1: En naturgassdreven høytemperatur brenselcelle av SOFC-typen (basert på teknologi fra SiemensWestinghouse), kombinert med en gassturbin har allerede vist elektriske virkningsgrader på over 60 %.

3.4.3 Forbrenningsmotorer for bensin, diesel og naturgass - utslipp

En forbrenningsmotor drevet på fossilt drivstoff vil ha en rekke uønskede utslipp, som CO_2, CO, NOx, uforbrente hydrokarboner (inneholder svevestøv) og partikler. Utslippet av CO_2 er direkte proporsjonalt med drivstofforbruket og kan beregnes. De andre utslippene vil derimot være sterkt avhengige av motortype, drivstoffkvalitet, renseutstyr osv. Disse kan derfor ikke beregnes like enkelt. For NOx er det benyttet erfaringsdata for moderne motorer, men for de resterende utslipp er data ikke like lett tilgjengelig. Imidlertid må alle nye biler som selges i Europa møte krav definert av EU direktiv 98/69/EC. Disse kravene er oppsummert i Tabell 3-2 for personbil og Tabell 3-3 for tyngre kjøretøy. Enkelte kjøretøy kan ligge noe under kravene, men historien viser at innskjerping i krav har medført betydelige behov for ny teknologi. Det antas derfor at kravene gir en god pekepinn på de reelle utslippene.

Tabell 3-2: Utslippskrav for personbiler, g/km. (Kilde: EU utslippskrav personbil)

	Krav	År	CO	HC	HC + NOx	NOx	PM
Diesel	Euro 3	2000	0,64	-	0,56	0,5	0,05
	Euro 4	2005	0,5	-	0,3	0,25	0,025
Bensin	Euro 3	2000	2,3	0,2	-	0,15	-
	Euro 4	2005	1	0,1	-	0,08	-

I denne studien har vi fokusert på utslipp av CO_2 og NOx. Utslipp av svevestøv og partikler er også behandlet. Tabell 3-2 viser at krav til partikkelutslipp bare er definert for dieselmotorer. Grunnen til at bensin og naturgass ikke har noe definert krav er at partikkelutslippene allerede er

minimale for slike motorer. Partikler i avgassen stammer i hovedsak fra svovel i drivstoffet og både bensin og naturgass inneholder svært lite svovel. Dieselmotorens forbrenningsprosess er også mer utsatt for partikkeldannelse enn bensin- og naturgassmotorens (Otto-prosess) pga dårligere miksing av drivstoff og luft. Noe av partikkelutslippet kan også tilskrives forbruk av smøreolje, dette er imidlertid så lite i omfang at det kan neglisjeres i forhold til utslippene fra en dieselmotor. MARINTEK har erfaring med gassmotorer (større motorer for skip) og ved laboratoriemålinger har man praktisk talt ikke kunnet måle partikler. En bil som drives av brenselceller vil ikke ha noe utslipp av partikler, men et lite bidrag til slike utslipp kommer fra transport av naturgass og/eller hydrogen med dieseldrevet tankbil. Partikkelutslipp vil derfor være relevant kun for dieselmotorer, og verdiene fra Tabell 3-2 kan brukes som en god tilnærming for reelle utslipp.

Uforbrente hydrokarboner fra drivstoffene som inneholder slike er opphav til bl a svevestøv. Utslipp av svevestøv bidrar til helseskader i trafikkerte områder. Selv om energikjedene for personbil med brenselceller med hydrogen som drivstoff også gir noe utslipp av uforbrente hydrokarboner, skyldes dette transport av energikilde eller energibærer tidlig i kjeden. Lokalt gir brenselcellebiler null utslipp, og er derfor overlegne biler med drivstoff som inneholder hydrokarboner. De gevinstene som oppnås i redusert lokal luftforurensning må ses i sammenheng med utslippene av CO_2 og NOx tidligere i energikjeden. Hydrogen vil derfor gi en større miljøgevinst i områder med stor lokal luftforurensning enn i områder med liten lokal luftforurensning. Om hydrogen samlet sett vil gi en miljøgevinst i forhold til for eksempel naturgass vil avhenge både av den lokale luftforurensningen og hvilken energikilde som er brukt for å produsere hydrogen.

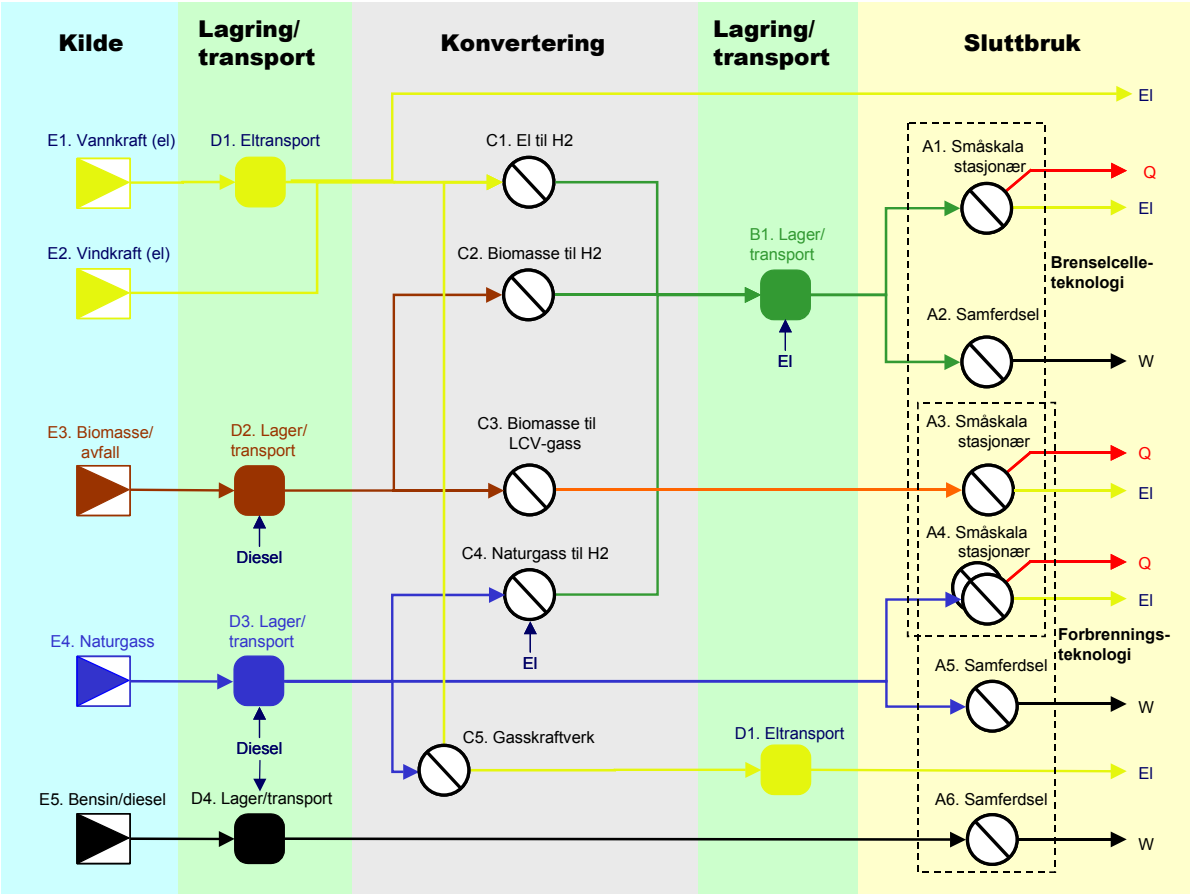
Tabell 3-3: Utslippskrav for tyngre kjøretøy, g/kWh (m^{-1} for røyk).
(Kilde: EU utslippskrav tyngre kjøretøy)

Krav	År	CO	HC	NOx	Partikler	Røyk
Euro III	2000	2,1	0,66	5,0	0,10	0,8
Euro IV	2005	1,5	0,46	3,5	0,02	0,5
Euro V	2008	1,5	0,46	2,0	0,02	0,5

4 UTVALGTE ENERGIKJEDER

I dette kapitlet presenteres alle energikjeder som er behandlet i studien. En forenklet oversikt som viser hvordan vi har sammenlignet ulike energikjeder med hydrogen med kjeder med andre energibærere er tidligere vist i Figur 1-1. I Figur 4-1 er energikjedene vist mer detaljert i det vi kaller et ”kjedekart”. Hvert ledd i kjeden har en ”leddkode” bestående av en bokstav og et løpenummer. Bokstaven angir hvor i kjeden leddet hører hjemme (f eks har alle sluttbrukleddene koden A). Vi har også innført et kjedenummereringssystem for å kunne referere til kjedene i teksten og slik at leseren lettere kan finne fram til riktig kjede i figurene. Kjedenummeret starter med S eller T for henholdsvis Stasjonær og Transportsektor (sistnevnte ofte omtalt som Samferdsel). Så følger et tilnærmet kronologisk nummer angitt med romerske tall. For referansekjeder, som altså er de kjedene vi sammenligner hydrogenkjedene med, har vi angitt Ref tilslutt i kjedenummeret. I et tilfelle er det behov for å skille mellom to alternativer, dette er gjort ved å bruke Ref A og Ref B.

Det ble valgt ut fire energikilder som utgangspunkt for produksjon av hydrogen. Dette var elektrisitet fra vannkraft, elektrisitet fra vindkraft, biomasse og naturgass. Det ble også valgt å se på sluttbruk til stasjonært formål og i samferdselssektoren som to separate anvendelser. Mellom energikilde og sluttbruk trengs ulike former for lagring, transport og konvertering. Disse prosessene er nærmere omtalt i Kapittel 2 og Kapittel 3. Figur 4-1 viser et ”kjedekart” som angir alle kjedene som er behandlet i denne studien.



Figur 4-1: Oversikt over vurderte energikjeder (kjedekart).

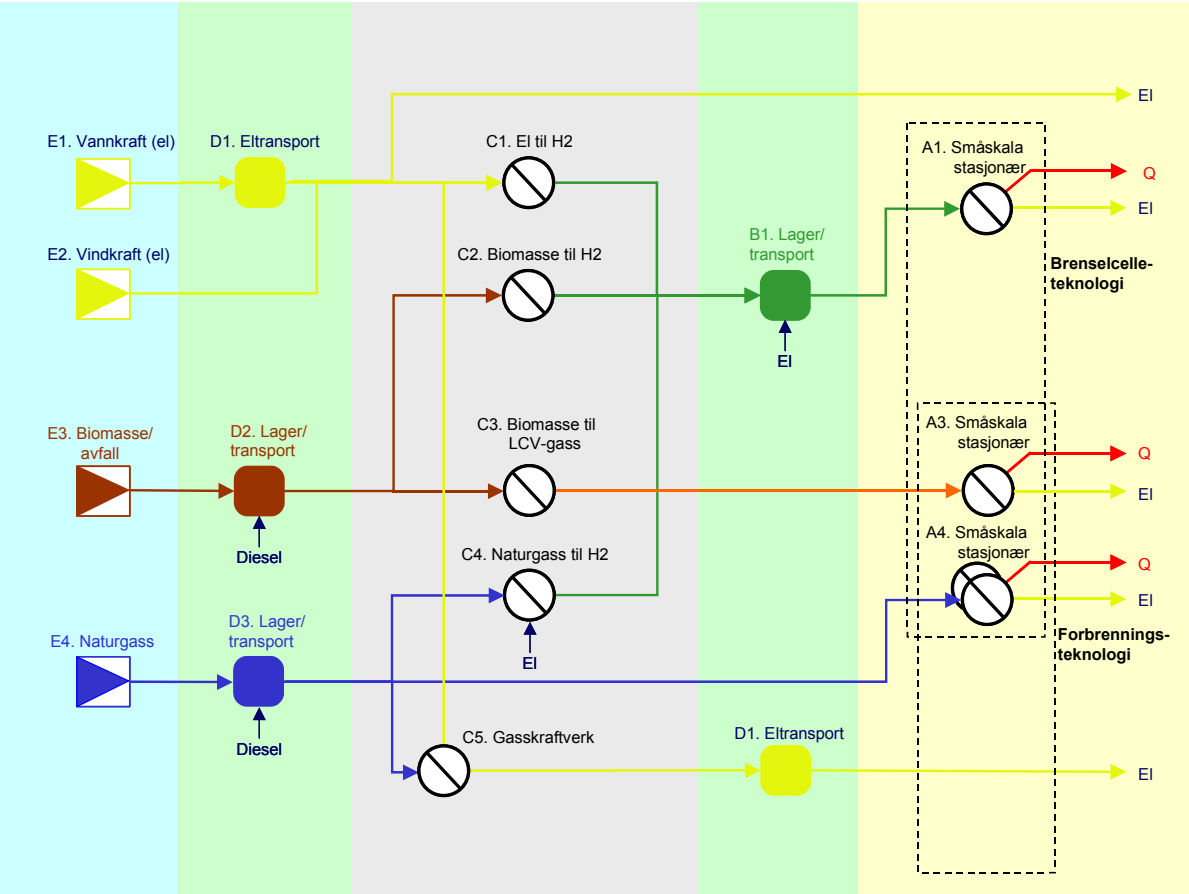
Bensin, diesel og naturgassdrevne forbrenningsmotorer er valgt som referanse for transport-sektoren (se nederst i Figur 4-1), mens direkte bruk av elektrisitet i husholdninger (til både elektriske apparater og varme) er en naturlig referanse for stasjonære anvendelser (gul linje øverst i figuren).

Sluttbruken er delt i to: Småskala stasjonære anvendelser og Samferdsel. Dette faller naturlig da behovet primært er elektrisitet og varme i stasjonære anlegg, mens mekanisk arbeid er det som etterspørres i transportsektoren. Varmepumper vil med stor sannsynlighet få større innpass i framtidens energisystem. Varmepumper er imidlertid ikke vurdert som teknologi for varme-/kuldeleveranse i verken stasjonære eller mobile anvendelser, da dette ligger utenfor denne studiens omfang.

Ny teknologi i form av brenselceller er sammenliknet med konvensjonell forbrenningsteknologi (stiplede bokser ut til høyre i Figur 4-1) for å gi et bilde av potensialer for økning i virkningsgrader og reduserte utslipp.

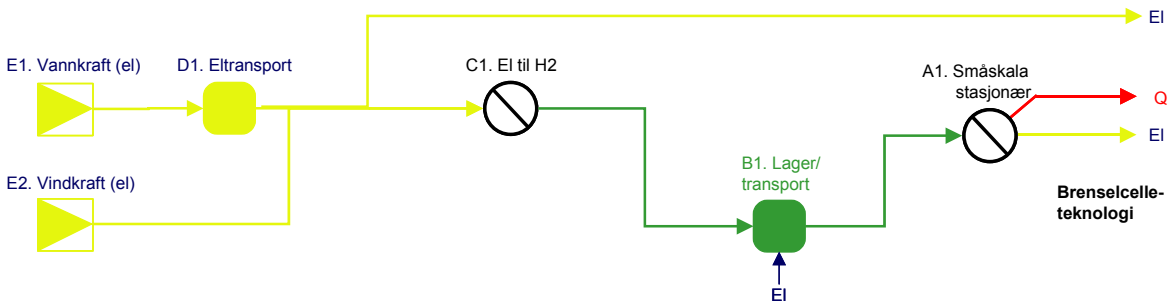
4.1 SMÅSKALA STASJONÆRE ANVENDELSER

Alle kjeder som er omtalt i dette delkapitlet har sluttbruk i form av småskala stasjonære anvendelser. Det betyr at ønsket energi er elektrisitet og varme. Figur 4-2 viser energikilder og prosessene fram til stasjonært sluttbruk som er behandlet i denne studien. I det etterfølgende er hver enkelt kjede beskrevet.



Figur 4-2: Energikjeder for stasjonært forbruk.

4.1.1 Elektrisitet fra vannkraft eller vindkraft



Figur 4-3: Energikjeder for elektrisitet for stasjonært forbruk.

S_I [E1 – D1 – C1 – B1 – A1]
Vannkraft – Eltransport – Elektrolyse – H_2-lager/distribusjon – H_2 Brenselcelle

Beskrivelse
I denne kjeden benyttes elektrisitet fra kraftnettet i Norge i lokale elektrolyseanlegg. Hydrogen utnyttes i brenselceller til småskala kraft- og varmeproduksjon. Brenselcellene dimensjoneres slik at teoretisk nyttbar varme utnyttes hele året.

Antakelser
Energitapene i kraftnettet settes til 8 %. Elektrolysørens elbehov er 4,5 kWh el/Nm^3 hydrogen. Dette anses som State-of-the-Art (SoA) teknologi. Varmen fra elektrolysøren anses som ikke nyttbar. Hydrogenet komprimeres fra 1 til 450 bar. Elektrolyse og kompresjon foregår på samme sted (ved fyllestasjonen). Sluttbruker (som trenger hydrogen til sin brenselcelle) kommer til denne fyllestasjonen og får komprimert hydrogen på flasker/tank. Transport av hydrogen fra fyllestasjon til brenselcellen er neglisjert pga kort avstand. Brenselcellen av type PEMFC har en elektrisk virkningsgrad på 45 % og teoretisk utnyttbar varme tilsvarer 50 % av den brennverdien (LHV) i hydrogenet som ikke konverteres til elektrisitet. En PEMFC med denne ytelsen anses som Best Available Technology (BAT) og kan ventes kommersielt tilgjengelig innen 3 – 5 år.

S_II [E2 – C1 – B1 – A1]
Vindkraft – Elektrolyse – H_2-lager/distribusjon – H_2 Brenselcelle

Denne kjeden skiller seg fra kjede S_I kun ved at hydrogenproduksjonen er knyttet til vindmøller eller vindparker lokalisert slik i forhold til det sentrale/regionale kraftnettet at overføring av overskuddskraft er begrenset eller ikke mulig. Hydrogen brukes altså som energilager for vindkraft som ellers ville gått tapt. Denne kjeden er relevant for Norsk Hydros Utsira-prosjekt.

Beskrivelse
I denne kjeden benyttes elektrisitet fra vindmøller i lokale elektrolyseanlegg. Hydrogen utnyttes i brenselceller til småskala kraft- og varmeproduksjon. Brenselcellene dimensjoneres slik at nyttbar varme utnyttes hele året.

Antakelser
Tapet ved lokal overføring av elektrisitet er minimal og derfor ikke tatt med. Elektrolysørens elbehov er beregnet til 5,07 kWh el/Nm^3 hydrogen. Varmen fra elektrolysøren anses som ikke utnyttbar. Transportlengden av hydrogen mellom elektrolysør og brenselcelleanlegget forutsettes å være neglisjerbar. Det sentrale i denne kjeden er hydrogenets funksjon som energilager. Hydrogenet komprimeres fra 1 til 450 bar.

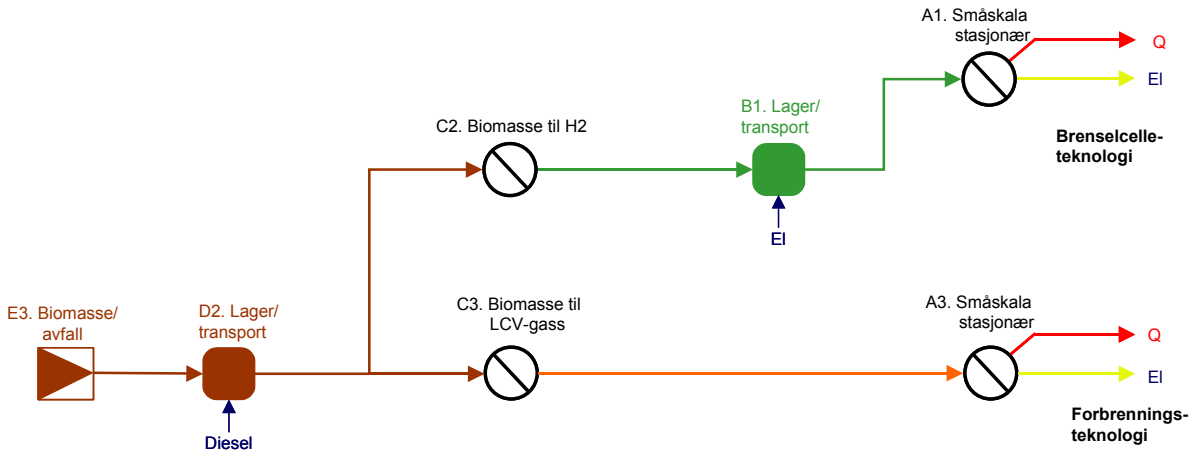
Brenselcellen av type PEMFC har en elektrisk virkningsgrad på 45 % og teoretisk utnyttbar varme tilsvarer 50 % av den brennverdien (LHV) i hydrogenet som ikke konverteres til elektrisitet.

S_I/II Ref. [E1/E2 – D1]
Elektrisitet – El-transport – El-bruk

Som referanse for kjede S_I og S_II er det valgt å se på direkte bruk av elektrisitet fra kraftnettet.

4.1.2 Biomasse/avfall

Kjedene basert på biomasse medfører transport av biomasse fram til et lokalt anlegg for gassifisering av biomasse. I dette tilfellet kan den produserte LCV-gassen (LCV = Low Calorific Value) enten brennes i et tradisjonelt kraftvarmeverk (gassmotor), eller i en høytemperatur brenselcelle som ikke krever ren hydrogen (høytemperatur brenselcelle for LCV-gass er ikke behandlet i denne studien). Alternativt etterfølges gassifiseringen av en omfattende renseprosess for å danne ren hydrogen som kan omsettes i PEM-brenselceller. Gassifiseringsanleggene er ikke større enn at de installerte anleggene for sluttbruk kan dimensjoneres slik at all utnyttbar varme kan nyttiggjøres i praksis.



Figur 4-4: Energikjeder for biomasse for stasjonært forbruk.

S_III [E3 – D2 – C2 – B1 – A1]
Biomasse – Lager/transport – Biomasse til hydrogen – H_2-lager/distribusjon – H_2 Brenselcelle

Beskrivelse
I denne kjeden benyttes biomasse/avfall i lokale produksjonsanlegg som gir rent hydrogen som produkt. Hydrogen utnyttes i brenselceller (i PEMFC) til småskala kraft- og varmeproduksjon. Transportavstanden for komprimert hydrogen (CH_2) er kort og er derfor ikke tatt med i beregningene. Brenselcellene dimensjoneres slik at nyttbar varme utnyttes hele året.

Antakelser
Transportdistansen for biomasse til H_2-produksjonsanlegget er 50 km. I produksjonsanlegget konverteres føden (biomasse/avfall) til hydrogen slik at energiinnholdet i hydrogenstrømmen tilsvarer 45 % av energiinnholdet i fødestrømmen. Slik teknologi er på utviklingsstadiet og vil derfor anses som Best Potential Techology innen 5 – 6 år. Den forholdsvis lave virkningsgraden skyldes at det er behov for et komplisert rensesystem for å tilfredsstille kravene til renhet på hydrogengassen som går til PEMFC. I tillegg kommer et elforbruk på 3 kWh el/kg H_2. Teoretisk utnyttbar varme tilsvarer 70 % av den brennverdien (LHV) i føden som ikke konverteres til hydrogen.

Disse anleggene tenkes plassert nært sluttbruker. Transportlengden mellom H_2-produksjons-anlegget og brenselcelleanlegget forutsettes dermed å være neglisjerbart. Hydrogenet komprimeres fra 1 til 450 bar. Dette gjøres fordi det er nødvendig å lagre hydrogenet før det kommer til anvendelse hos sluttbruker.

Brenselcellen av type PEMFC har en elektrisk virkningsgrad på 45 % og utnyttbar varme tilsvarer 50 % av den brennverdien (LHV) i hydrogenet som ikke konverteres til elektrisitet.

S_III Ref. [E3 – D2 – C3 – A3]
Biomasse – Lager/transport – Biomasse til LCV-gass – Forbrenning i gassmotor

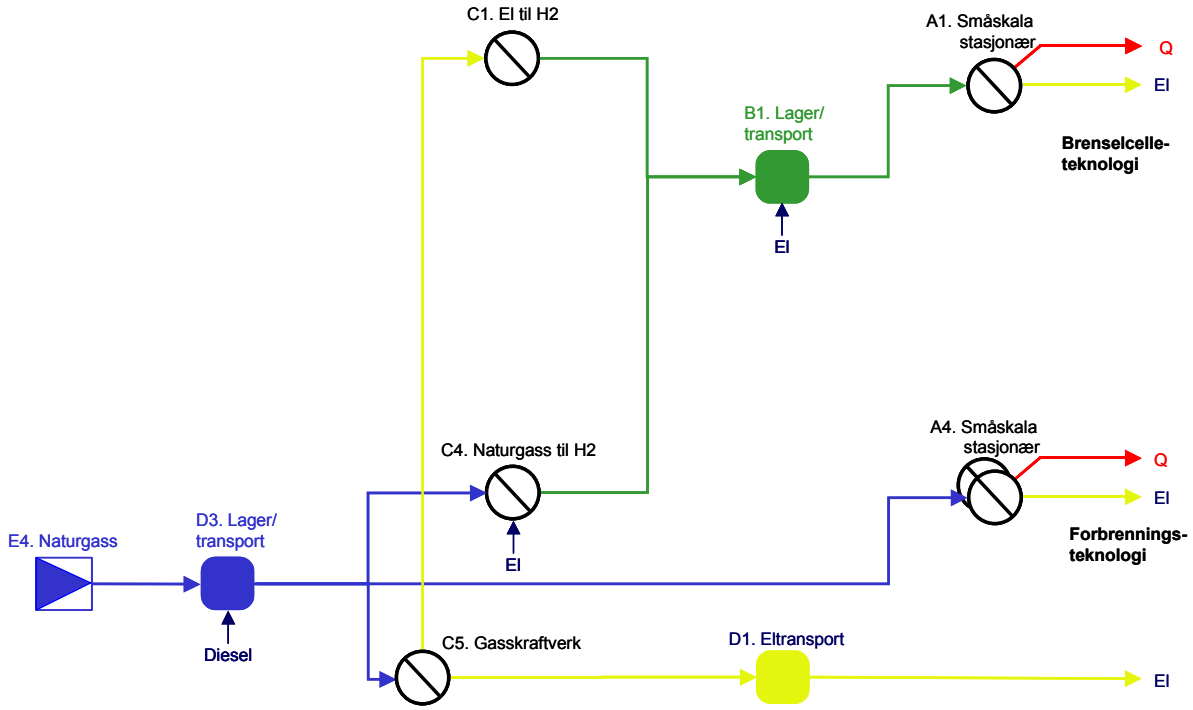
En naturlig referanse for bruk av hydrogen fra biomasse i en brenselcelle er direkte forbrenning av LCV-gass i en forbrenningsmotor.

Beskrivelse
I denne kjeden benyttes biomasse/avfall i lokale eller regionale produksjonsanlegg som har LCV-gass som produkt. LCV-gassen benyttes til småskala kraft- og varmeproduksjon i en gassmotor beregnet for LCV-gass som dimensjoneres slik at teoretisk utnyttbar varme utnyttes hele året.

Antakelser
Transportdistansen fra kilden til produksjonsanlegget er 50 km. I produksjonsanlegget konverteres føden (biomasse/avfall) til LCV-gass slik at energiinnholdet i strømmen med LCV-gass tilsvarer 70 % av energiinnholdet i fødestrømmen. Teknologi for å danne LCV-gass fra biomasse er på prøvestadiet og kan derfor karakteriseres som BPT innen 2 – 3 år. Teoretisk utnyttbar varme tilsvarer 70 % av den brennverdien (LHV) i føden som ikke konverteres til hydrogen.

Gassmotoren som går på LCV-gass anses som State-of-the-Art-teknologi og har en elektrisk virkningsgrad på 37 % og teoretisk utnyttbar varme tilsvarer 78 % av den brennverdien (LHV) i LCV-gassen som ikke konverteres til el.

4.1.3 Naturgass



Figur 4-5: Energikjeder basert på naturgass, til stasjonært forbruk.

Som en ser av Figur 4-5 kan naturgass benyttes på ulike måter for stasjonære anvendelser. Ser man for seg et større regionalt eller sentralt anlegg, kan hydrogen framstilles ved å reformere naturgass til hydrogen, med CO_2-håndtering, for så å transportere hydrogen fram til forbruksstedet. Naturgassen kan konverteres til LNG (flytende naturgass) som transporteres til lokale reformeringsanlegg, men da uten CO_2-håndtering. Naturgass kan også benyttes i gasskraftverk for å produsere elektrisitet som enten kan utnyttes direkte eller anvendes for hydrogenproduksjon ved elektrolyse. Det siste hovedalternativet som er omhandlet i denne studien er direkte bruk av LNG hos sluttbruker, enten i en forbrenningsmotor eller i en høytemperatur brenselcelle.

<u>S_IV [E4 – D3 – C4 – B1 –A1]</u>
<u>Naturgass – Transport – Sentral reformering til H_2 med CO_2-håndtering – H_2-transport – H_2 Brenselcelle</u>

<u>Beskrivelse</u>
I denne kjeden benyttes naturgass i sentrale produksjonsanlegg for hydrogen (reformeringsanlegg) der CO_2 håndteres. Disse anleggene ligger ikke nær sluttbruker slik at lagring og transport av hydrogen er nødvendig. Hydrogenet benyttes i brenselceller som produserer el og varme.

Antakelser
Det store reformeringsanlegget ligger ved kysten og forsynes med naturgass via et grenrør fra eksisterende gassrørledning. Reformeringsanlegget anses som BAT innen 2 – 3 år og har en virkningsgrad på 73 %. Hydrogenet komprimeres fra 100 til 450 bar ved reformeringsanlegget og fraktes som CH_2 på vogntog. Transportdistansen til fyllestasjon er 150 km. Ved fyllestasjonen/ sluttbruker antas en ny kompresjon (ettersom trykket i lastebilens tank faller blir kompresjon nødvendig). PEM-brenselcellen har en elektrisk virkningsgrad på 45 %. Teoretisk utnyttbar varme tilsvarer 50 % av den brennverdien (LHV) i naturgassen som ikke konverteres til elektrisitet.

S_V [E4 – D3 – C4 – B1 –A1]
Naturgass – LNG-Transport – Lokal reformering til H_2 – H_2 Brenselcelle

Denne kjeden skiller seg fra S_IV ved at naturgassen transporteres flytende (LNG) til et lokalt reformeringsanlegg uten CO_2-håndtering.

Beskrivelse
I denne kjeden benyttes naturgass i lokale produksjonsanlegg for hydrogen (reformeringsanlegg). Disse anleggene ligger nær sluttbruker slik at hydrogentransport unngås. Hydrogenet benyttes i brenselceller som produserer el og varme.

Antakelser
Naturgassen gjøres flytende i et LNG-anlegg som anses som SoA-teknologi. Denne prosessen krever 5 % av energien i naturgassen. Sjøtransport fra LNG-anlegget krever 2 %. Den flytende naturgassen transporteres 50 km på lastebil. Reformeringsanlegget har en virkningsgrad på 70 %. PEM brenselcellen har en elektrisk virkningsgrad på 45 %. Teoretisk utnyttbar varme tilsvarer 50 % av den brennverdien (LHV) i naturgassen som ikke konverteres til elektrisitet.

S_VI [E4 – D3 – C5 – D1 – C1 – B1 – A1]
Naturgass – Transport – Gasskraftverk med CO_2-håndtering – Eltransport – Elektrolyse – H_2-lager/ distribusjon – H_2 Brenselcelle

Beskrivelse
I denne kjeden benyttes naturgass i sentrale gasskraftverk med CO_2-håndtering som produserer elektrisitet. Varmen som produseres antas ikke utnyttbar. Elektrisiteten fra gasskraftverket brukes til å produsere hydrogen i lokale elektrolyseanlegg. Hydrogenet utnyttes i PEM brenselceller som befinner seg ved eller nær produksjonsanlegget for hydrogen.

Antakelser
Gasskraftverket ligger ved kysten og forsynes med naturgass via et grenrør fra eksisterende gassrørledning. Gasskraftverket med CO_2-håndtering anses å være BPT (i et 3 – 5 års perspektiv) og har en elektrisk virkningsgrad på 49 %. Ingen varme er utnyttbar. Eltransporten i nettet utgjør et tap på 8 %. Elektrolysørens elbehov er 4,5 kWh el/Nm^3 hydrogen. Varmen fra elektrolysøren anses som ikke utnyttbar. Hydrogenet komprimeres fra 6 til 450 bar. Transportlengden for hydrogen mellom elektrolysør og brenselcelleanlegget forutsettes å være neglisjerbart.

Brenselcellen (av typen PEMFC) har en elektrisk virkningsgrad på 45 % og utnyttbar varme tilsvarer 50 % av den brennverdien (LHV) i hydrogenet som ikke konverteres til elektrisitet.

S_VII [E4 – D3 – C5 – D1 – C1 – B1 – A1]
Naturgass – Transport – Gasskraftverk uten CO_2-håndtering – Eltransport – Elektrolyse – H_2-lager/distribusjon – H_2 Brenselcelle

Denne prosessen er lik S_VI bortsett fra at det her ikke er inkludert CO_2-håndtering.

Beskrivelse
I denne kjeden benyttes naturgass i sentrale gasskraftverk, uten CO_2-håndtering, som produserer elektrisitet. Varmen utnyttes ikke. Elektrisiteten brukes til å produsere hydrogen i lokale elektrolyseanlegg. Hydrogenet utnyttes i PEM brenselceller som befinner seg ved eller nær produksjonsanlegget for hydrogen.

Antakelser
Gasskraftverket ligger ved kysten og forsynes med naturgass via et grenrør fra eksisterende gassrørledning. Gasskraftverket anses som SoA-teknologi og har en elektrisk virkningsgrad på 58 %. Ingen varme utnyttes. Eltransporten i nettet utgjør et tap på 8 %. Elektrolysørens elbehov er 4,5 kWh el/Nm^3 hydrogen. Varmen fra elektrolysøren anses som ikke utnyttbar. Hydrogenet komprimeres fra 6 til 450 bar. Transportlengden av hydrogen mellom elektrolysør og brenselcelleanlegget forutsettes å være ubetydelig. Brenselcellen av typen PEMFC har en elektrisk virkningsgrad på 45 % og utnyttbar varme tilsvarer 50 % av den brennverdien (LHV) i hydrogenet som ikke konverteres til elektrisitet.

S_IV–VII Ref.A [E4 – D3 – A4]
Naturgass –Transport – Forbrenning i gassmotor

Denne kjeden er referanse for kjedene S_IV til S_VII.

Beskrivelse
I denne kjeden benyttes naturgass i lokale gassmotorer som produserer elektrisitet og varme.

Antakelser
Naturgassen gjøres flytende i et LNG-anlegg som anses som SoA-teknologi. Denne prosessen krever 5 % av energien i naturgassen. Sjøtransport fra LNG-anlegget krever 2 %. Den flytende naturgassen transporteres 50 km på lastebil frem til gassmotoren. Gassmotoren anses som SoA-teknologi og har en elektrisk virkningsgrad på 40 %. Teoretisk utnyttbar varme tilsvarer 80 % av den brennverdien (LHV) i naturgassen som ikke konverteres til el.

S_IV–VII Ref.B [E4 – D3 – A4]
Naturgass –Transport – Høytemperatur brenselcelle

Denne kjeden er referanse for kjedene S_IV til S_VII.

Beskrivelse
Naturgass transporteres som LNG frem til brenselcellen av typen SOFC. Brenselcellen befinner seg hos eller nær sluttbruker.

Antakelser
Naturgassen leveres med skip fra LNG-anlegget i Hammerfest i flytende form og transporteres en avstand på 50 km med lastebil fra mottaksterminalen ved kysten. Brenselcellen av typen SOFC anses som BPT innen 5 år. Den har en elektrisk virkningsgrad på 50 % og utnyttbar varme tilsvarer 80 % av den brennverdien (LHV) i hydrogenet som ikke konverteres til elektrisitet.

S_VI Ref. [E4 – D3 – C5 – D1]
Naturgass – Transport – Gasskraftverk med CO_2-håndt. – El-transport – El-bruk

Beskrivelse
I denne kjeden benyttes naturgass i sentrale gasskraftverk med CO_2-håndtering som produserer elektrisitet.

Antakelser
Gasskraftverket ligger ved kysten og forsynes med naturgass via et grenrør fra eksisterende gassrørledning. Gasskraftverket har en elektrisk virkningsgrad på 49 %. Ingen varme er utnyttbar. Eltransporten i nettet utgjør et tap på 8 %.

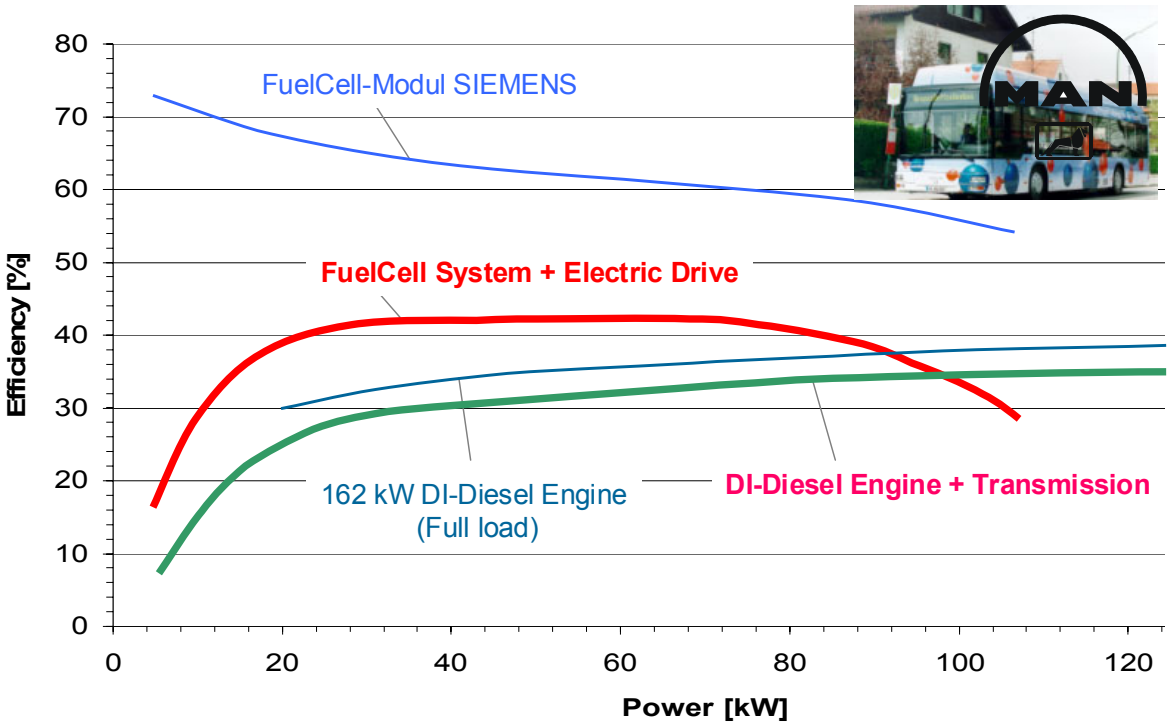
S_VII Ref. [E4 – D3 – C5 – D1]
Naturgass – Transport – Gasskraftverk uten CO_2 håndt. – El-transport – El-bruk

Beskrivelse
I denne kjeden benyttes naturgass i sentrale gasskraftverk uten CO_2-håndtering som produserer elektrisitet.

Antakelser
Gasskraftverket ligger ved kysten og forsynes med naturgass via et grenrør fra eksisterende gassrørledning. Gasskraftverket har en elektrisk virkningsgrad på 58 %. Ingen varme er utnyttbar. Eltransporten i nettet utgjør et tap på 8 %.

4.2 SAMFERDSEL – PERSONBIL

Hydrogen er aktuelt for bruk til fremdrift i samferdselssektoren. Hydrogen kan brukes direkte i forbrenningsmotorer eller i brenselceller som gir elektrisitet til en elektrisk motor. Det finnes demonstrasjonskjøretøy med hydrogenmotorer, men brenselceller gir en større energiutnyttelse og miljøgevinst i forhold til tradisjonelle forbrenningsmotorer. Forbrenningsmotorer med hydrogen drift er derfor ikke behandlet i denne rapporten. Dersom en forbrenningsmotor kombineres med elektrisk framdrift (såkalte el-hybrid) kan drivstofforbruket reduseres betydelig også for denne typen motorer, men disse er heller ikke behandlet i denne studien.



Figur 4-6: Virkningsgrad for MAN og SIEMENS brenselcellebuss sammenliknet med State-of-the-Art dieselbusser. Kilde: Siemens 2001.

Det aller meste av utviklingen innen brenselceller på verdensbasis er rettet mot personbiler og busser beregnet for bytrafikk, fordi disse har en svært varierende driftsprofil og opererer store deler av tiden på lav last. Det er nettopp ved lav last brenselceller har sitt klare fortrinn i forhold til konvensjonelle motorer (se Figur 4-6). For godstransport brukes tyngre kjøretøy som krever høyere ytelse og disse kjører for det meste av tiden på en jevn høy last. En slik driftsprofil er fordelaktig for dieselmotorer som har sin beste ytelse ved nettopp høy last. Studier ved SINTEF og MARINTEK viser at brenselceller for framdrift av ferger ikke gir noen økning i energieffektivitet med dagens PEM brenselcelleteknologi sammenliknet med State-of-the-Art dieseldrevne stempelmotorer. Figuren viser energieffektivitet for en brenselcellebuss sammenliknet med avanserte dieselmotorer som funksjon av motorytelse i %. Ved lav ytelse er brenselcellesystemet mer effektivt enn dieselmotoren, mens ved høy ytelse er dieselmotoren best.

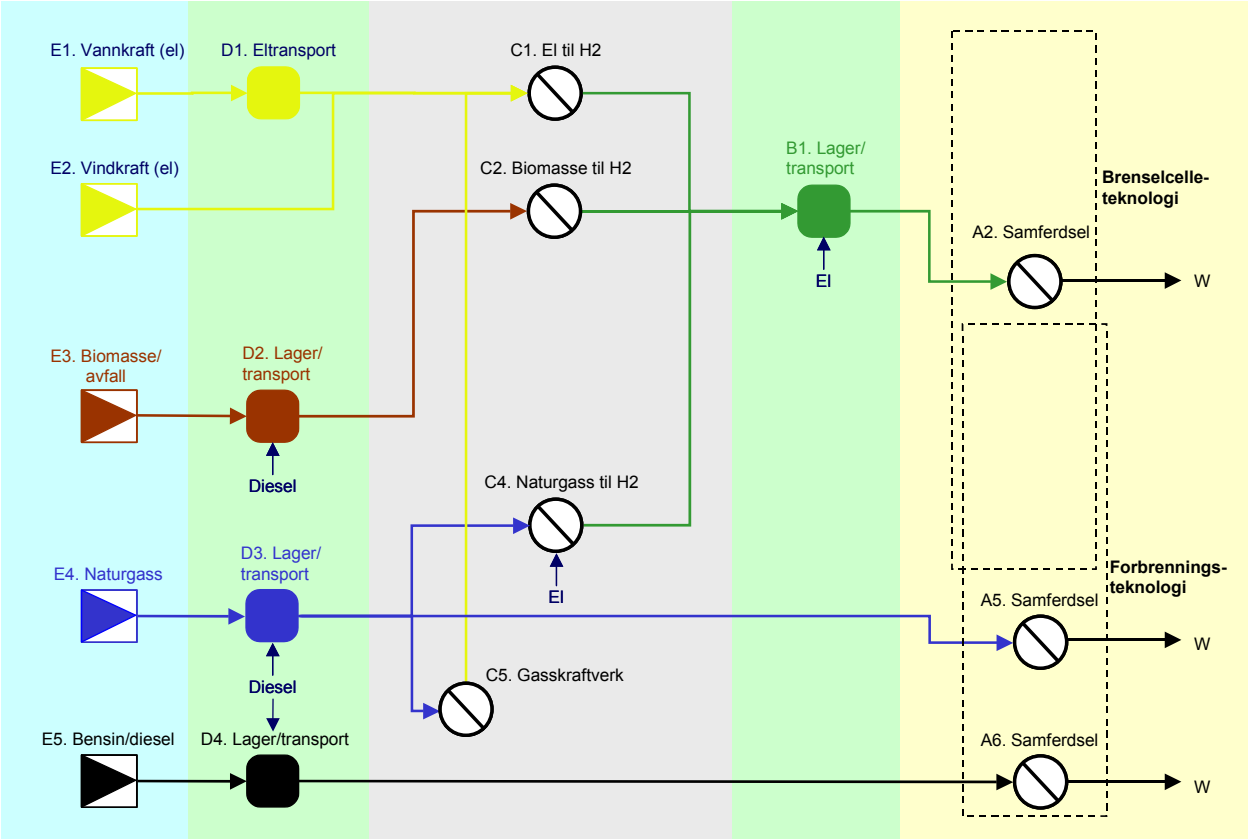
Det er ventet at et gjennombrudd for brenselcelleteknologi vil komme for personbiler, mens godstransport på land og sjø ikke kan ventes å gi samme gevinst. Disse er derfor ikke studert i detalj her.

En bybuss har en svært varierende driftsprofil med mye start og stopp, og vil være egnet for installasjon av brenselceller. Men pga manglende dataunderlag er det ikke gjort beregninger for bybuss. Det kan imidlertid antas at fordelene med brenselceller i forhold til dieselmotor eller gassdrift vil være i samsvar med resultatene fra personbil.

For personbilstudien er Opel Zafira valgt som referansekjøretøy fordi denne eksisterer i dag med bensin, diesel og naturgassdrift, i tillegg finnes prototyper som drives av hydrogen brenselceller. Opel har en målsetning om å ha brenselcelledrevne biler klare for markedet i 2004.

Figur 4-7: Opel Zafira.

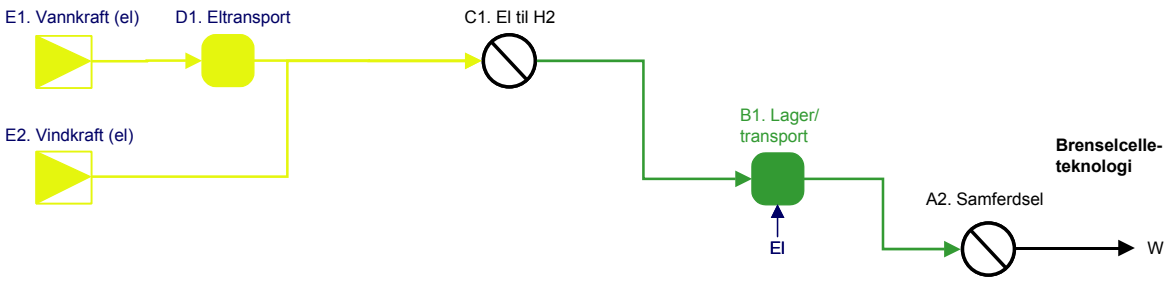
De forskjellige energibærerne kan derfor sammenlignes under identiske forhold. Alle beregninger er basert på en standard europeisk kjøresyklus (Standard Europeisk Kjøresyklus).



Figur 4-8: Energikjeder for samferdsel (personbil).

Beregningene i denne studien er basert på 3 publiserte well-to-wheel analyser. Resultatene er sammenholdt og er i godt samsvar med en intern rapport fra Norsk Hydro (Norsk Hydro 2002). Tilgjengelig finnes en studie utført ved Massachusetts Institute of Technology (MIT 2000), en studie gjort av ECOTRAFFIC (Eco 2001) for det svenske Vegverket, og en rapport utarbeidet av General Motors i samarbeid med Argonne National Laboratory, British Petroleum, ExxonMobil og Shell (GM 2001). De tre forskjellige studiene er utført på tilnærmet samme måte, der energiflyten er beregnet fra energikilden utvinnes til den anvendes til sitt sluttbruk for framdrift av kjøretøy (well-to-wheel). Det er godt samsvar mellom rapportene fra MIT, GM og Norsk Hydro, mens studien fra Ecotraffic skiller seg noe fra de andre, spesielt i kjedene som omhandler brenselceller. Ecotraffic hevder at en brenselcellebil må være såkalt serie-hybrid (uten at begrepet er nærmere definert), noe som resulterer i lavere virkningsgrad enn parallell-hybrid. Rapportene fra MIT og GM tar imidlertid utgangspunkt i en parallell-hybrid løsning. Opplysninger fra Opels forskningssenter i Rüsselsheim, Tyskland (Dr. Lothar Matejcek) tilsier at ingen bilprodusenter utvikler biler med serie-hybrid løsninger. Dette stemmer godt overens med demonstrasjons-kjøretøyene Opel HydroGen 3 (Opel Zafira) og Toyota FCHV-4 som begge har en parallell-hybrid konfigurasjon. Vi har derfor valgt å basere kjedeberegningene på studiene fra MIT og GM. Alle kjedene i dette delkapitlet har fått betegnelsen T (for transportsektoren) for å skille disse fra de stasjonære kjedene med betegnelsen S.

4.2.1 Elektrisitet fra vannkraft eller vindkraft



Figur 4-9: Energikjeder for elektrisitet for samferdsel.

T-I [E1 – D1 – C1 – B1 – A2]
Vannkraft – Eltransport – Elektrolyse – H_2-lager/distribusjon – Brenselcellebil

Beskrivelse
Som for kjede S_I benyttes elektrisitet fra kraftnettet i Norge i lokale elektrolyseanlegg. Hydrogenet lagres på trykktanker både lokalt og på kjøretøyet. I kjøretøyet sitter en brenselcelle (PEMFC) som produserer elektrisitet til en elektromotor.

Antakelser
Energitapene i kraftnettet settes til 8 %. Elektrolysørens elbehov er 4,5 kWh el/Nm^3 hydrogen hvilket anses som SoA-teknologi. Varmen fra elektrolysøren anses som ikke utnyttbar. Hydrogenet komprimeres fra 1 til 450 bar. Elektrolyse og kompresjon foregår på samme sted (ved fyllestasjonen). Transportlengden til fyllestasjonen er neglisjerbar. Sluttbruker (som trenger hydrogen til sin brenselcellebil) kommer til denne fyllestasjonen og fyller hydrogen på bilen. Brenselcellebilen har en virkningsgrad på 36 % over en standard kjøresyklus. En PEMFC med denne ytelsen anses som Best Available Technology (BAT) og kan ventes kommersielt tilgjengelig innen 2 – 3 år. Vintertid kan noe varme fra brenselcellen brukes til oppvarming av kupé, men dette er ikke tatt med i virkningsgrad.

T-II [E2 – C1 – B1 – A2]
Vindkraft – Elektrolyse – H_2-lager/distribusjon – Brenselcellebil

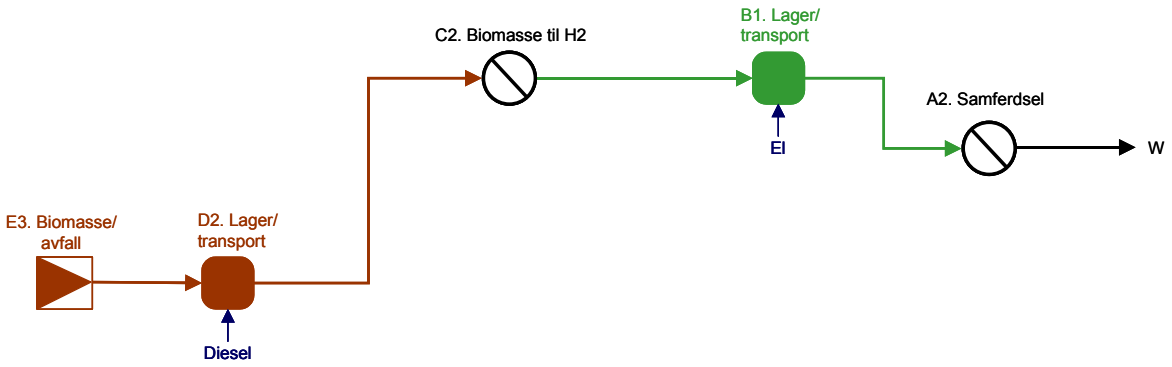
Som for S_I / S_II skiller kjede T-II seg fra T-I kun ved at hydrogenproduksjonen er knyttet til vindmøller eller vindparker lokalisert slik i forhold til det sentrale/regionale kraftnettet at overføring av overskuddskraft ikke er mulig. Hydrogen brukes altså som energilager for vindkraft som ellers ville gått tapt.

Beskrivelse
I denne kjeden benyttes elektrisitet fra vindmøller i lokale elektrolyseanlegg. Hydrogen utnyttes i kjøretøy utstyrt med brenselceller (PEMFC).

Antakelser
Elektrolysørens elbehov er beregnet til 5,07 kWh el/Nm^3 hydrogen. Varmen fra elektrolysøren anses som ikke utnyttbar. Transportlengden mellom elektrolysør og fyllestasjonen forutsettes å være ubetydelig. Det sentrale i denne kjeden er hydrogenets funksjon som energilager. Hydrogenet komprimeres fra 1 til et hydrogenlager ved 450 bar. Kjøretøyet kommer så til hydrogenlageret for å fylle tanken. Brenselcellebilen har en virkningsgrad på 36 % over en standard kjøresyklus, og ingen varme antas utnyttet i kjøretøyet.

4.2.2 Biomasse/avfall

Kjedene basert på biomasse medfører transport av biomasse fram til et lokalt/regional anlegg for gassifisering av biomasse. For å utnytte biomassen til transport må den konverteres til ren hydrogen.



Figur 4-10: Energikjeder for biomasse for samferdsel.

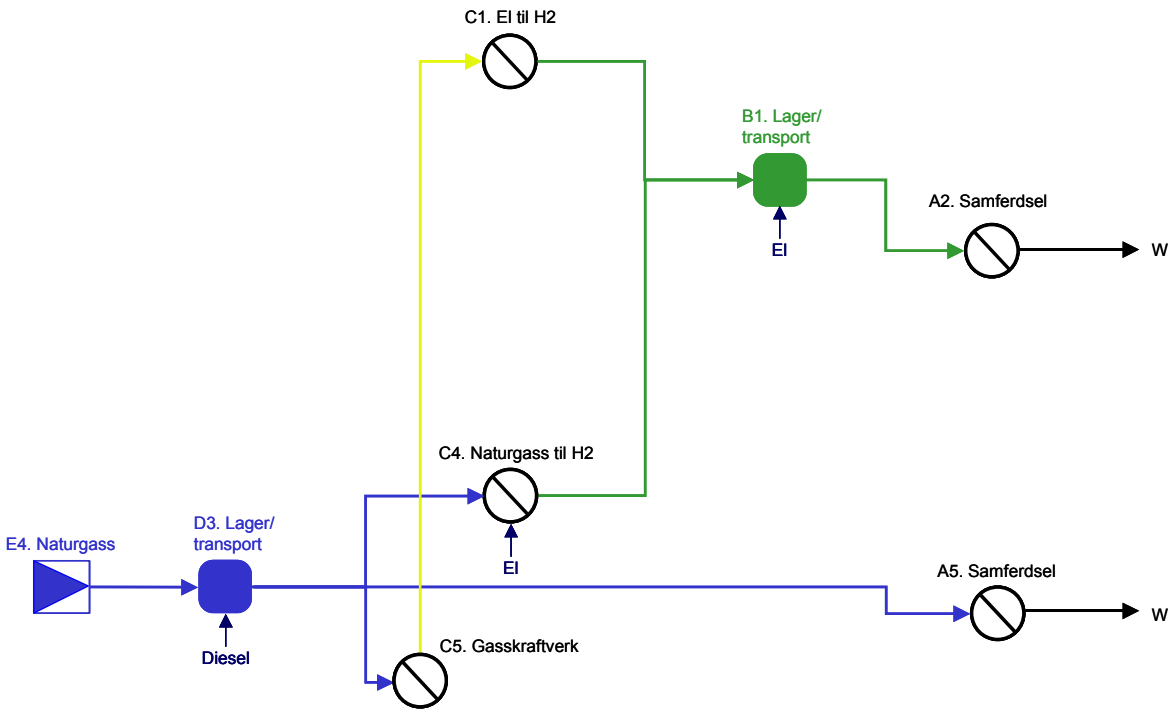
T-III [E3 – D2 – C2 – B1 – A2]
Biomasse – Lager/transport – Biomasse til hydrogen - H_2-lager/distribusjon – Brenselcellebil

Beskrivelse
I denne kjeden benyttes biomasse/avfall i lokale produksjonsanlegg som har rent hydrogen som produkt. Hydrogen utnyttes i kjøretøy utstyrt med brenselceller.

Antakelser
Transportdistansen fra kilden til produksjonsanlegget er 50 km. I produksjonsanlegget konverteres føden (biomasse/avfall) til hydrogen slik at energiinnholdet i hydrogenstrømmen tilsvarer 45 % av energiinnholdet i fødestrømmen. I tillegg kommer et elforbruk på 3 kWh el/kg H_2. Teoretisk utnyttbar varme tilsvarer 70 % av den brennverdien (LHV) i føden som ikke konverteres til hydrogen (dette er varme som kan utnyttes lokalt, ikke i kjøretøyet). Hydrogenet komprimeres fra 1 til 450 bar for overføring til et hydrogenlager. Hydrogenlagring ved 450 bar anses som BAT. Kjøretøyet kommer så til hydrogenlageret for å fylle tanken. Transportlengden mellom produksjonsanlegget og hydrogenlageret forutsettes å være ubetydelig. Brenselcellebilen har en virkningsgrad på 36 % over en standard kjøresyklus, og ingen varme antas utnyttet i kjøretøyet.

4.2.3 Naturgass

Som en ser av Figur 4-11 kan naturgass benyttes på ulike måter for stasjonære anvendelser. Ser man for seg et større regionalt eller sentralt anlegg, kan hydrogen framstilles ved å reformere naturgass til hydrogen, med CO_2-håndtering, for så å transportere hydrogen fram til forbruksstedet. Naturgassen kan konverteres til LNG (flytende naturgass) som transporteres til lokale reformeringsanlegg, men da uten CO_2-håndtering. Naturgass kan også benyttes i gasskraftverk for å produsere elektrisitet som enten kan utnyttes direkte eller anvendes for hydrogenproduksjon ved elektrolyse. Det siste hovedalternativet som er omhandlet i denne studien er direkte bruk av LNG hos sluttbruker, enten i en forbrenningsmotor eller i en høytemperatur brenselcelle.



Figur 4-11: Energikjeder for naturgass for samferdsel.

T-IV [E4 – D3 – C4 – B1 – A2]
Naturgass – Transport – Reformering til H_2 med CO_2 håndtering - H_2-lager/distribusjon – Brenselcellebil

Beskrivelse
I denne kjeden benyttes naturgass i sentrale produksjonsanlegg for hydrogen (reformeringsanlegg) der CO_2 håndteres. For å få en effektiv håndtering av CO_2 kan ikke disse anleggene ligge nær sluttbruker. Dette betyr at lagring og transport av hydrogen er nødvendig. Hydrogenet benyttes i brenselcellebiler.

Antakelser
Det store reformeringsanlegget ligger ved kysten og forsynes med naturgass via et grenrør fra eksisterende gassrørledning. Reformeringsanlegget har en virkningsgrad på 73 %. Hydrogenet komprimeres fra 100 til 450 bar ved reformeringsanlegget og fraktes som CH_2 på lastebil. Transportdistansen til fyllestasjon er 150 km. Ved fyllestasjonen/sluttbruker antas en ny kompresjon fra 100 til 450 bar (ettersom trykket i lastebilens tank faller blir kompresjon nødvendig). Brenselcellebilen har en virkningsgrad på 36 % over en standard kjøresyklus, og ingen varme antas utnyttet i kjøretøyet.

T-V [E4 – D3 – C4 – B1 – A2]
Naturgass – LNG-Transport – Reformering til H_2 - H_2-lager/distribusjon – Brenselcellebil

Beskrivelse
I denne kjeden benyttes naturgass i lokale produksjonsanlegg for hydrogen (reformeringsanlegg). Disse anleggene ligger nær sluttbruker slik at hydrogentransport kan neglisjeres. Hydrogenet benyttes i brenselcellebiler.

Antakelser
Naturgassen gjøres flytende i et LNG-anlegg. Denne prosessen krever 5 % av energien i naturgassen. Sjøtransport fra LNG-anlegget krever 2 %. Den flytende naturgassen transporteres 50 km på lastebil. Reformeringsanlegget har en virkningsgrad på 70 %. Brenselcellebilen har en virkningsgrad på 36 % over en standard kjøresyklus, og ingen varme antas utnyttet i kjøretøyet.

T-VI [E4 – D3 – C5 – D2 – C1 – B1 – A2]
Naturgass – Transport – Gasskraftverk med CO_2 håndtering – Elektrolyse - H_2-lager/distribusjon - Brenselcelle

Beskrivelse
I denne kjeden benyttes naturgass i sentrale gasskraftverk med CO_2-håndtering som produserer elektrisitet, men varmen utnyttes ikke. Elektrisiteten brukes til å produsere hydrogen i lokale/regionale elektrolyse anlegg. Hydrogenet lagres ved elektrolyseanlegget og kjøretøyene kommer hit for å fylle tanken.

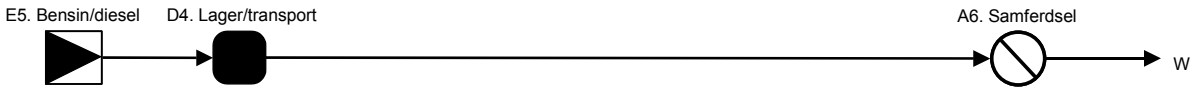
Antakelser
Gasskraftverket ligger ved kysten og forsynes med naturgass via et grenrør fra eksisterende gassrørledning. Gasskraftverket har en elektrisk virkningsgrad på 49 %. Ingen varme er utnyttbar. Eltransporten i nettet utgjør et tap på 8 %. Brenselcellebilen har en virkningsgrad på 36 % over en standard kjøresyklus, og ingen varme antas utnyttet i kjøretøyet.

T-VII [E4 – D3 – C5 – D2 – C1 – B1 – A2]
Naturgass – Transport – Gasskraftverk – Elektrolyse - H_2-lager/distribusjon - Brenselcelle

Beskrivelse
Kjeden er identisk med T-VI, bortsett fra at CO_2 fra gasskraftverket ikke skilles ut og deponeres.

Antakelser
Gasskraftverket ligger ved kysten og forsynes med naturgass via et grenrør fra eksisterende gassrørledning. Gasskraftverket har en elektrisk virningsgrad på 58 %. Ingen varme er utnyttbar. Eltransporten i nettet utgjør et tap på 8 %. Brenselcellebilen har en virkningsgrad på 36 % over en standard kjøresyklus, og ingen varme antas utnyttet i kjøretøyet.

4.2.4 Bensin/Diesel/CNG (referanse)



Figur 4-12: Energikjeder for referansekjedene for samferdsel.

T-I Ref [– E5 – D4 – A6]
Råolje – Raffinering – Bensin/Diesel –Transport – Forbrenningsmotor

Beskrivelse
Dette er den tradisjonelle kjeden for samferdselssektoren i dag og er tatt med som referanse. Råolje utvinnes fra Nordsjøen, transporteres til land og raffineres til bensin og diesel. Drivstoffet transporteres så med lastebil til fyllestasjoner.

Antakelser
Samlet virkningsgrad for utvinning, ilandføring av råolje og raffinering antas til 88 % for diesel og 83 % for bensin. Dette anses som SoA-tall. Transport til fyllestasjon skjer med dieseldrevet tankbil og transportlengde antas til 50 km. Bilens virkningsgrad, over en standard kjøresyklus er antatt til 16,7 % for bensinmotor og 19,4 % for dieselmotor. Dette anses som BAT i år 2010.

T-III Ref. [E4 – D3 – A5]
Naturgass – Transport – Forbrenningsmotor

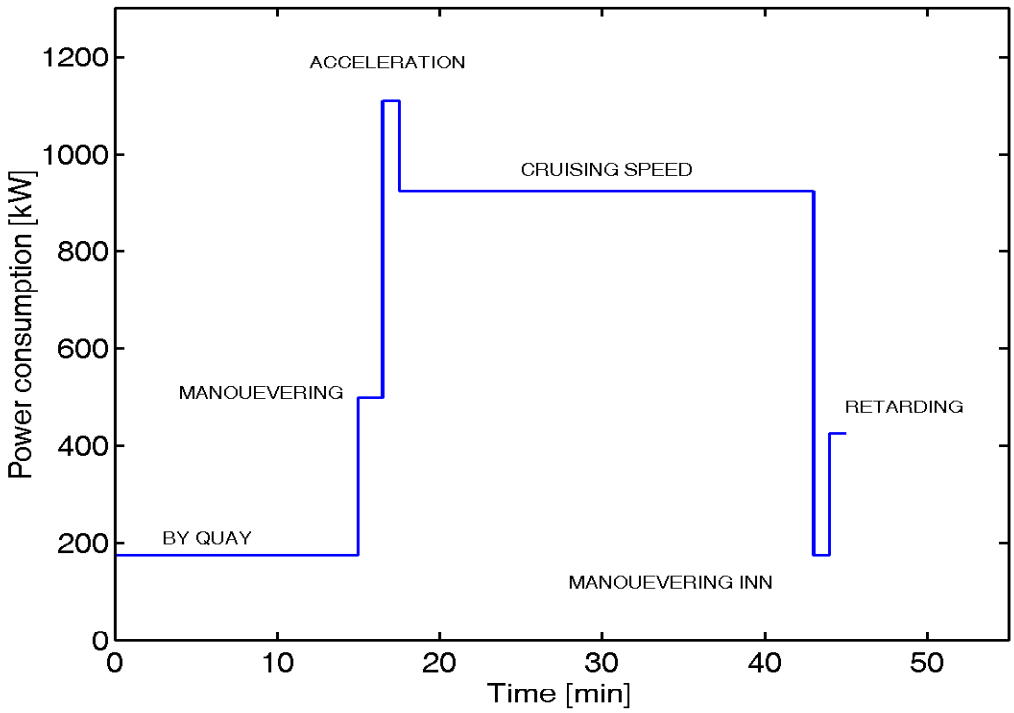
Ettersom OPEL Zafira nylig ble lansert med CNG som drivstoff i Tyskland og Italia, er denne også tatt med.

Beskrivelse
Naturgass kan brukes direkte i forbrenningsmotorer. Gassen transporteres i flytende form (LNG) til distribuerte fyllestasjoner. Biler med naturgass drift er lansert på det europeiske markedet, men i Norge er det begrenset til enkelte forsøksprosjekter med naturgass i bybusser.

Antakelser
Naturgassen gjøres flytende i et LNG-anlegg som anses som SoA-teknologi. Denne prosessen krever 5 % av energien i naturgassen. Sjøtransport fra LNG-anlegget krever 2 %. Gassen antas distribuert til fyllestasjonene som LNG transportert på tankbil og transportdistansen er satt til 50 km. CNG-bilen anses som BATNEEC og dens virkningsgrad er antatt til 16,9 % i år 2010, over en standard kjøresyklus.

4.3 SAMFERDSEL – FERGE

Rett før rapporten gikk i trykken ble det bestemt at resultatene fra energi- og utslippsregnskap for fergedrift også skulle presenteres. Figur 4-13 viser driftsprofilen for valgt eksempel.



Figur 4-13: Typisk lastprofil for ei ferge med overfartstid 45 min.

Forutsetningene som ligger til grunn for energikjedene for fergedrift presenteres kort:

4.3.1 Diesel-elektrisk framdrift

Virkningsgraden for konvertering fra diesel til AC ble beregnet til 42,3 %, med gitt driftsprofil. NOx-utslippene ble beregnet til 4,7 g/kWh AC (Rolls-Royce, 2001)

4.3.2 Naturgass-elektrisk framdrift

Virkningsgraden for konvertering fra naturgass til AC ble beregnet til 38,7 %, med gitt driftsprofil. NOx-utslippene ble beregnet til 0,54 g/kWh AC (Rolls-Royce, 2001)

4.3.3 Hydrogenfergene

Det er gjort beregninger for tre energikjeder med hydrogen. Alle tre kjedene fram til og med hydrogen er beskrevet i 4.1.1 og 4.1.3

- Hydrogen produsert ved elektrolyse (elektrisitet fra vannkraft).
- Hydrogen fra sentral reformering av naturgass med CO_2-håndtering.
- Hydrogen fra lokal reformering av naturgass uten CO_2-håndtering.

For konverteringen fra H_2 til AC ble energivirkningsgraden med gitt driftsprofil anslått til 47,5 %.

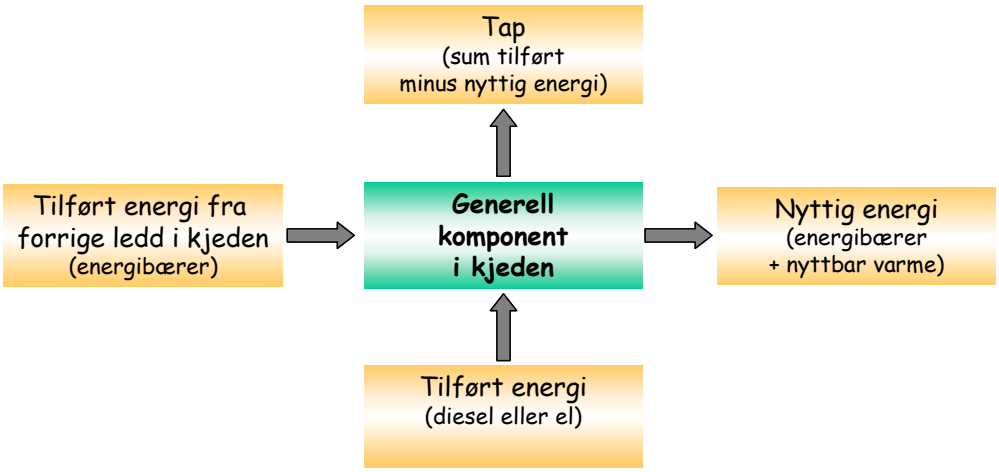
5 ENERGI- OG UTSLIPPSREGNSKAP

I dette kapitlet beskrives metodikken for hvordan energieffektivitet og utslipp er beregnet. I tillegg presenteres overordnede forutsetninger. Mer detaljerte forutsetninger knyttet til de enkelte kjeder og spesielle teknologier finnes i de respektive faktaarkene i Vedlegg 8.3.

5.1 BEREGNINGSMETODIKK

Energiflyten for en kjede kan forstås som et regnskap der man bokfører all energi som går inn i kjeden fra kilden, energi som tilføres underveis i kjeden (f eks el og diesel) og all nyttig energi i form av el, arbeid og varme. Når energiflyten er kjent kan kjedevirkningsgraden beregnes. En kjedevirkningsgrad forstås som summen av nyttig energi dividert med total input av energi til kjeden.

Utslippene for en kjede er de samlede utslippene fra alle komponentene i kjeden.



Figur 5-1: Energiflyt for en komponent i energikjeden.

For å beregne energieffektivitet og samlede utslipp for en kjede, er alle komponentene den består av (som beskrevet i faktaarkene) systematisk sammenstilt. Ved å ta utgangspunkt i et gitt sluttbruk (f eks 1 kWh el) kan man regne seg bakover i kjeden, ledd for ledd slik at man ender opp med nødvendig input fra kilden (f eks en viss mengde naturgass målt i brennverdi). Nødvendig input i form av el eller diesel underveis i kjeden blir også beregnet. Utslipp fra hver komponent beregnes også. Til slutt summeres de nødvendige størrelser slik at kjedevirkningsgrad og samlede utslipp kan presenteres.

For de ulike energikjedene er energiflyt og utslipp av CO_2 og NOx beregnet. For samferdsel (personbil) har vi også kort beskrevet utslipp av svevestøv og partikler i 3.4.3.

5.2 OVERORDNEDE FORUTSETNINGER

Beregninger utført i denne studien er basert på en del overordnede forutsetninger og antakelser. Disse er listet nedenfor:

- Gasskraftverk er store sentrale enheter optimalisert med hensyn på elektrisk virkningsgrad dvs at varme ikke utnyttes (varme dumpes til så lav temperatur som mulig f eks sjøvann da dette øker virkningsgraden, jfr Carnot begrensning).
- Lokalt plasserte elkraftproduserende enheter er tenkt dimensjonert slik at varmen kan utnyttes.
- Vi har sett bort fra CO_2-håndtering i lokale anlegg. Det vil være et kostnadsspørsmål om CO_2-håndtering er gjennomførbart/hensiktsmessig for slike små og mellomstore enheter.
- For produksjon av hydrogen fra naturgass er dampreformering (Steam Methane Reforming, SMR)) valgt, da denne teknologien er mest brukt i dag og anses som en av de beste teknologiene for slik konvertering.
- For lagring (og transport) av hydrogen er det valgt å se på komprimert gass ved 450 bars trykk. Dette fordi denne lagringsformen anses å bli den mest anvendte, og samtidig gir en kombinasjon av høy virkningsgrad og akseptabel energitetthet (vektbasert).
- All landtransport av energikilder/bærere (bensin, diesel, naturgass, hydrogen og biomasse) foregår med standard vogntog med totalvekt på 50 tonn og lastekapasitet på hhv 34 tonn og $40m^3$.
- Varmepumpeteknologi er ikke vurdert for tilføring av varme/kulde.
- Hybrid-løsninger (f eks kombinasjon av forbrenningsmotor og batteri i personbiler) og hydrogendreven forbrenningsmotorer er ikke vurdert i samferdsel.
- Innen brenselceller er det valgt å fokusere på PEMFC teknologi for samferdsel og PEMFC og SOFC teknologi for stasjonære anvendelser.
- Nedre brennverdi (LHV) for inngående drivstoff (f eks hydrogen i en brenselcelle) er valgt som referanse ved alle beregninger av virkningsgrader. Dette er den mest anvendte referanse, men enkelte velger å referere til øvre brennverdi (f eks Norsk Hydro 2002).

6 RESULTATER

Energieffektiviteten og utslipp for de utvalgte energikjedene er presentert i 6.1 og 6.2 for hhv stasjonært forbruk og samferdsel.

- For stasjonært forbruk er lavtemperatur brenselcelle valgt for hydrogen, mens det er sett på bl a gasskraftverk med elproduksjon, to ulike gassmotorer og høytemperatur brenselcelle for å sammenligne energikjeder (referansekjeder).
- Samferdsel er representert ved personbil med brenselcelle sammenlignet med referansekjeder der kjøretøyet har bensin-, diesel- og naturgassdrevet motor.

Forbehold

Selv om energieffektivitet og utslipp er to av de viktigste faktorene som må vurderes når ulike energikjeder sammenlignes, må det presiseres at andre viktige aspekter som f eks kostnader, andre miljøkonsekvenser, tilgjengelighet av aktuell energikilde og personsikkerhet ikke er behandlet. Resultatene som presenteres i dette kapitlet kan altså kun brukes når man sammenligner energikjeder og samtidig fokuserer på disse to faktorene. Direkte sammenligning av energieffektivitet for kjeder basert på ulike energikilder uten å ta hensyn til tilgjengelighet av kilden og dens karakter kan også føre galt avsted. Effektiviteten betyr mer for en knapp ressurs (f eks olje) enn en ressurs vi har nærmest ubegrenset tilgang på (solenergi). Hvis en energikjede har store utslipp vil det selvfølgelig være et mål å utnytte ressursen så effektivt som mulig (for å redusere utslippene). Også for energikilder uten miljøproblemer vil større effektivitet gi bedre utnyttelse av energien, men kostnadene ved å sette inn mer effektiv teknologi må balanseres mot nytten.

Resultatene kan altså ikke brukes til å hevde at en energikjede er bedre enn en annen, uten å måtte vurdere slike andre faktorer som nevnt ovenfor. Dessuten kan en energikjede som ikke kommer gunstig ut i resultatene som presenteres nedenfor, være den optimale kjeden i andre sammenhenger der lokale forhold og spesielle forutsetninger avviker fra de som er lagt til grunn her.

Denne studien har videre tatt utgangspunkt i den teknologien som forventes å være tilgjengelig i perioden rundt 2010. På lang sikt kan det komme teknologi som er mer energieffektiv og har lavere utslipp.

Resultater

I hovedtrekk viser studien at

- Energieffektivitet og utslipp varierer betydelig for ulike energikjeder, avhengig av hvilken energikilde som velges.
- Energieffektivitet og utslipp påvirkes også av hvor i energikjeden konverteringen foregår.
- Sentral kontra lokal konvertering til hydrogen avgjør i første rekke hvor realistisk CO_2-håndtering er (kostnader), og hvor mye av den utnyttbare varmen som kan nyttiggjøres.

- For stasjonært forbruk viser det seg at energikjedene med hydrogen gir lavere energieffektivitet i forhold til de referansekjedene som bør brukes som sammenligningsgrunnlag

(samme energikilde), og for utslippene er det mer avgjørende hvilken energikilde og konverteringsteknologi som velges enn om hydrogen er med i kjeden.

- For samferdsel har hydrogen som energibærer den fordelen at utslippene er null og dermed ikke gir lokal luftforurensning. Denne fordelen må ses i sammenheng med energieffektiviteten og eventuelle utslipp tidligere i energikjeden. For flere av hydrogenkjedene er energi-effektiviteten høyere enn for sammenlignbare kjeder, og ved produksjon av hydrogen fra fornybar energi eller naturgass med CO_2-håndtering er utslippene null eller lave.

Noen flere resultater er kommentert nedenfor, sortert på hhv stasjonært forbruk og samferdsel.

6.1 ENERGIKJEDER FOR STASJONÆRT FORBRUK

Resultatene viser at produksjon av elektrisitet (og varme) vha hydrogen produsert ved elektrolyse er ineffektivt. Med andre ord: har man elektrisitet tilgjengelig, og trenger el og varme lokalt, går mye tapt hvis man går veien om hydrogen. Døgn og/eller sesongvariasjoner på tilgang av elektrisitet (f eks fra vindmøller) kan eventuelt forsvare introduksjon av hydrogen, men da primært som et egnet, miljøvennlig lagringsmedium.

Elektrisitet fra vannkraft eller vindkraft (elektrolyse)

- Produksjon av hydrogen ved elektrolyse der elektrisiteten kommer fra vannkraft eller vindkraft gir null utslipp hvis konverteringen til hydrogen foregår lokalt, og kun et svært lite utslipp ved sentral elektrolyse ettersom kun transport av hydrogen (f eks med vogntog) til sluttbruker gir et lite bidrag.
- Produksjon av elektrisitet (og varme) vha hydrogen produsert ved elektrolyse er ineffektivt. Med andre ord: har man elektrisitet tilgjengelig, og trenger el og varme lokalt, går mye tapt hvis man går veien om hydrogen. Døgn og/eller sesongvariasjoner på tilgang av elektrisitet (f eks fra vindmøller) kan eventuelt forsvare introduksjon av hydrogen, men da primært som et egnet, miljøvennlig lagringsmedium.
- Elektrolyse vil føre til økt forbruk av elektrisitet som i dagens situasjon er en knapphetsressurs

Biomasse

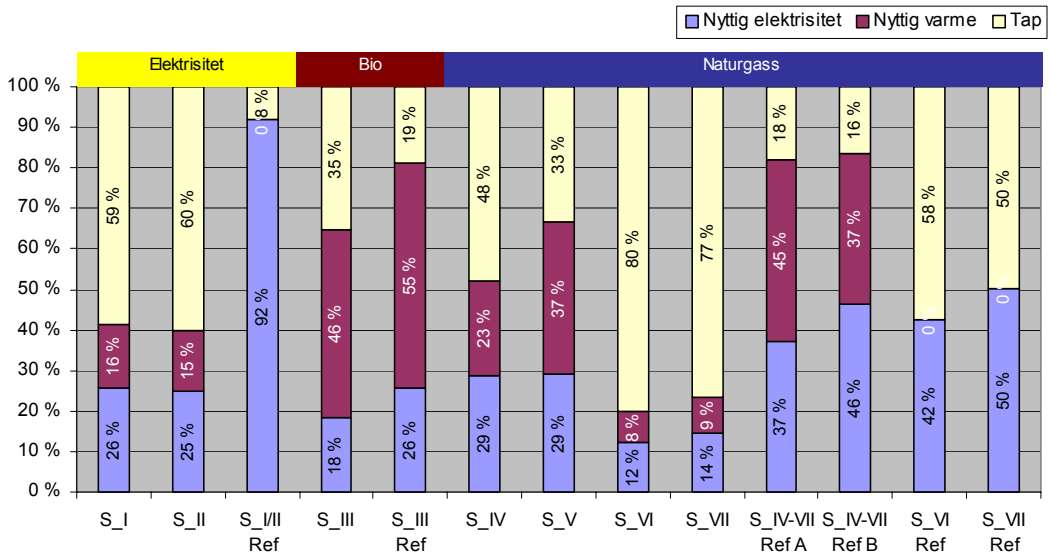
- Med utgangspunkt i biomasse er det mer energieffektivt å utnytte LCV-gassen direkte i gassmotor enn å rense gassen for å skille ut ren hydrogen som kan brukes i brenselceller (PEMFC).
- Da biomasse anses som en fornybar ressurs vil alle kjeder basert på biomasse være CO_2-nøytrale. Utslipp av NOx ved forbrenning av LCV-gass i gassmotor er imidlertid betydelig.

Naturgass (reformering av naturgass til hydrogen,

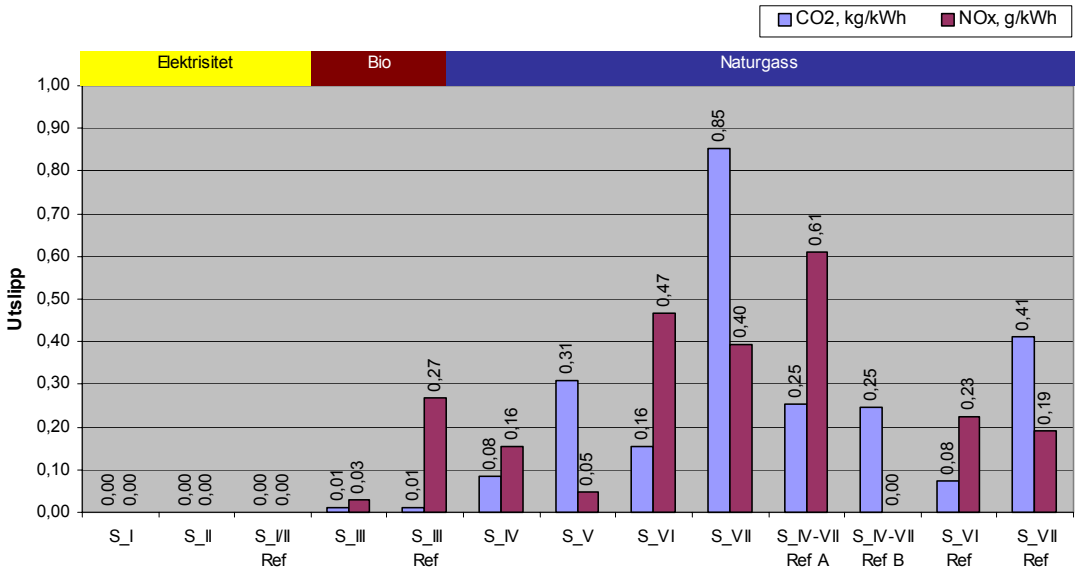
- Naturgass gir høyest energieffektivitet for stasjonære applikasjoner når den utnyttes i høytemperatur brenselcelle eller i gassmotor.
- Gassmotorer gir generelt høye NOx-utslipp, mens både gassmotorer og høytemperatur brenselcelle gir normale CO_2-utslipp.

- Studien inkluderer ikke kogenereringsanlegg med gassturbin som ville gitt omtrent samme effektivitet som, og lavere NOx-utslipp enn gassmotor.
- Hydrogenproduksjon fra naturgass (reformering) gir brukbar energieffektivitet, forutsatt at varmen kan utnyttes, og lave utslipp forutsatt at reformeringen foregår i store, sentrale anlegg.
- Lokal reformering uten CO_2-innfanging gir enklere distribusjon av hydrogen og er mer realistisk mht å utnytte varmen, men gir altså høyere utslipp.
- Hvis hovedhensikten er mest mulig elkraftproduksjon vil gasskraftverk gi høyest utbytte.

Figur 6-1 og 6-2 viser hhv energieffektivitet og utslipp for kjedene som er analysert i denne studien.



Figur 6-1: Energieffektivitet for energikjeder for stasjonært forbruk.



Figur 6-2: Utslipp for energikjeder for stasjonært forbruk.

Forklaring av kodene i figurene:

S_I	H_2 fra vannkraft	S_IV	Reformering (sentralt) m/ CO_2-håndtering
S_II	H_2 fra vindkraft	S_V	LNG-reformering lokalt
S_I/II Ref	El fra vannkraft	S_VI	Elektrolyse med el fra GK, CO_2-håndtering
		S_VII	Elektrolyse med el fra GK (gasskraftverk)
S_III	H_2 fra biomasse	S_IV-VII Ref A	Naturgassmotor
S_III Ref	Gassmotor (LCV)	S_IV-VII Ref B	SOFC brenselcelle
		S_VI Ref	El fra Gasskraftverk (GK), CO_2-håndtering
		S_ VII Ref	El fra Gasskraftverk (GK)

6.2 ENERGIKJEDER FOR SAMFERDSELSFORMÅL

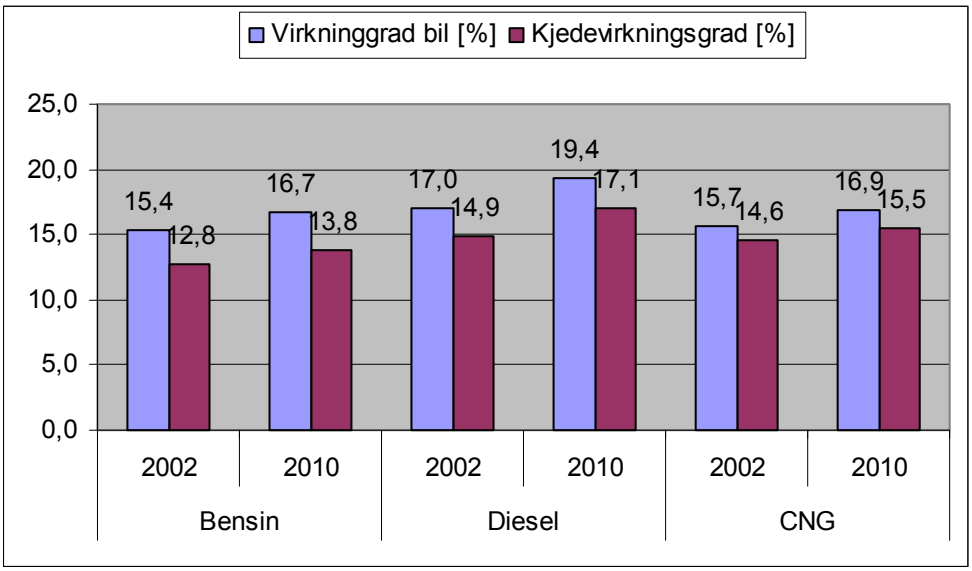
6.2.1 Personbil

Hydrogendrevne brenselcellebiler er et interessant alternativ til dagens konvensjonelle teknologi. Prototyper finnes, men det vil enda gå noen år før de lanseres for det åpne markedet. Sammenligningen med bensin-, diesel- og naturgassdrevne biler er derfor gjort basert på de ytelser som er ventet i år 2010. Det er brukt standard driftssyklus (ECE+EUDC) som definerer en bestemt fordeling mellom by- og landeveiskjøring. Studien er gjort for OPEL Zafira (7-seters familiebil).

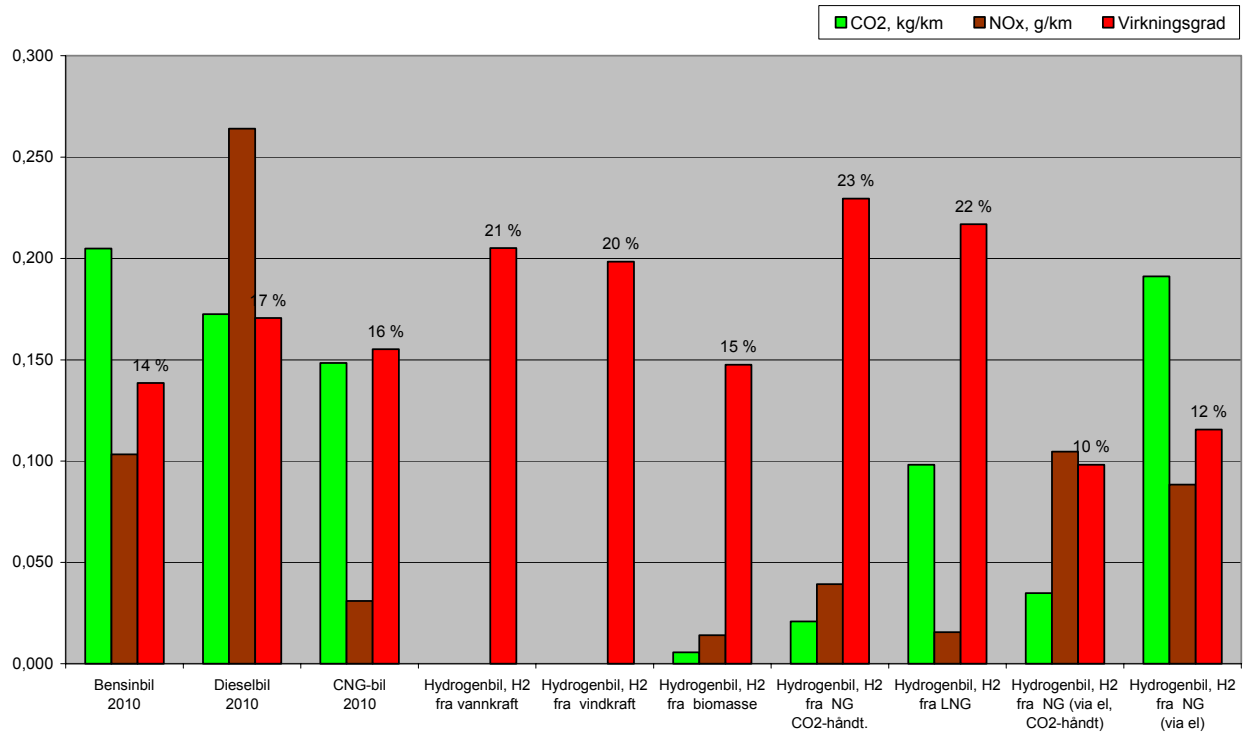
Opprinnelig var hensikten å beregne energieffektivitet og utslipp også for andre kategorier kjøretøyer. Det har imidlertid ikke vært mulig å skaffe dataunderlag for disse kjøretøyene. Kjøretøyer med svært varierende driftssyklus eller som går mye i bytrafikk egner seg spesielt godt for brenselcelleteknologi ettersom denne har spesielt gunstig virkningsgrad ved lav belastning. Det kan derfor antas at busser med brenselceller beregnet for bykjøring også vil oppnå fordeler som resultatene for personbil med blandet by- og landeveiskjøring viser.

For tyngre kjøretøy beregnet for langtransport har det ikke vært mulig å skaffe underlagsdata som trengs for kjedeberegninger. Pga høy og jevn ytelse vil de store fordelene som oppnås pga mer variert driftssyklus ikke gjelde for denne type kjøretøyer.

Utviklingen innen tradisjonell forbrenningsteknologi er betydelig. Det er derfor innledningsvis valgt å vise forventet utvikling fra i dag (2002) til år 2010 (Figur 6-4).



Figur 6-3: Forventet effektiviseringspotensiale for personbiler



Figur 6-4: Energieffektivitet og utslipp for energikjeder for samferdsel.

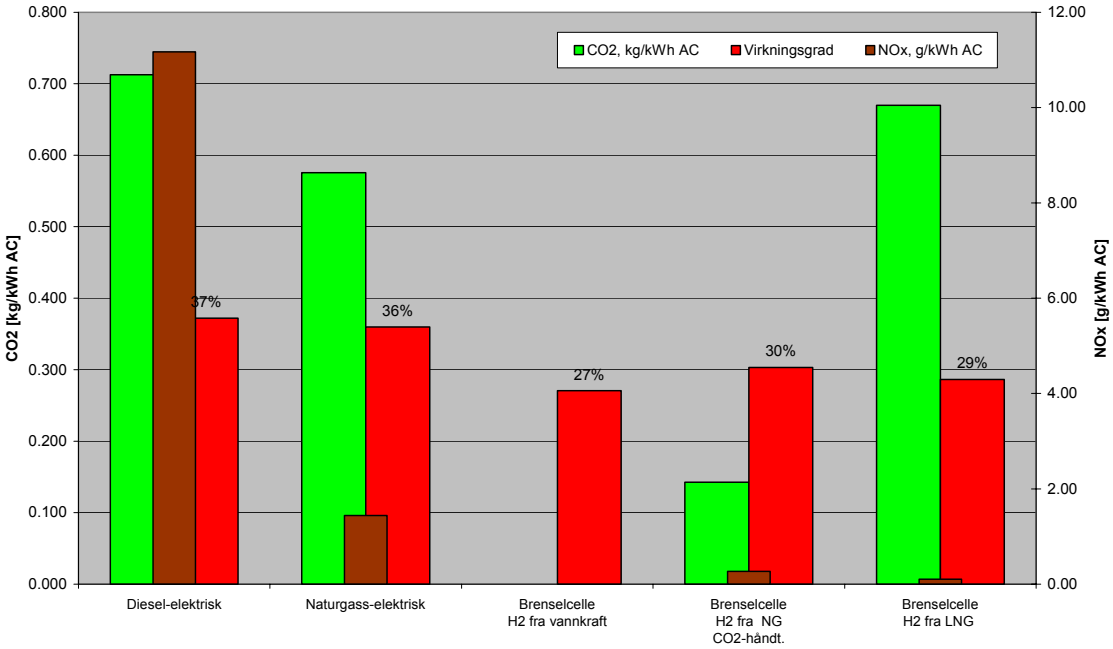
- Resultatene viser at hydrogendrevne personbiler med brenselcelleteknologi gir den høyeste effektiviteten (>20 %) hvis hydrogen er produsert ved vannelektrolyse (elektrisitet fra vann- eller vindkraft) eller reformering (naturgass).
- Totalt sett er brenselcellebiler drevet på hydrogen fra fornybar elektrisitet den beste løsningen. Elektrisitet er imidlertid en knapphetsressurs.
- Hydrogenproduksjon fra gasskraft uten CO_2-håndtering gir om lag like store CO_2-utslipp som en forventet utvikling av bensin- og dieselbiler, mens reformering av naturgass uten CO_2-håndtering vil redusere utslippene om lag 40 prosent.
- Hydrogen produsert ved elektrolyse der elektrisiteten er generert ved gasskraftverk gir lav virkningsgrad (12 %) og ingen gevinst i CO_2-utslipp sammenliknet med bensin og dieselbiler.
- Hydrogen produsert fra biomasse har en virkningsgrad i samme størrelsesorden som konvensjonell teknologi. Biomasse er pr definisjon CO_2 nøytral, men et lite utslipp kan tilskrives nødvendig transport.
- En brenselcellebil vil ikke slippe ut NOx, men produksjon av hydrogen og nødvendig transport gjør likevel at flere av hydrogenkjedene har NOx utslipp i samme størrelsesorden som en naturgassbil (CNG). Det vil likevel være en betydelig reduksjon sammenlignet med diesel og bensin. Hvis hydrogenet kommer fra elektrolyse basert på gasskraft vil NOx-utslippet være som for bensin, men lavere enn for diesel.
- En hydrogenbil bidrar ikke til lokal luftforurensning. I områder med lokal luftforurensning vil bruk av hydrogen gi en betydelig miljøgevinst. Men reduksjonen i lokal luftforurensning må ses i sammenheng med utslipp av CO_2 og NOx tidligere i energikjeden.

6.2.2 Fergedrift

Forutsetningene for de tre energikjedene som inneholder hydrogen, med

- elektrolyse med vannkraft,
- sentral reformering av naturgass med CO_2-håndtering, og
- lokal reformering av naturgass uten CO_2-håndtering

er gjengitt i 4.3. Figur 6-5 viser resultatet for kjedeberegningene for fergedrift.



Figur 6-5: Energieffektivitet og utslipp for energikjeder for fergedrift

- Resultatene viser at energieffektiviteten for ferger med brenselceller er noe lavere enn for diesel-elektrisk eller naturgass-elektrisk.
- Alle hydrogenkjedene gir tilnærmet null NOx-utslipp.
- Hydrogenkjeden med sentral reformering og CO_2-håndtering gir ca 20 % CO_2-utslipp sammenlignet med diesel- eller naturgass-elektrisk framdrift.

7 REFERANSER

7.1 LITTERATUR OG INTERNETTREFERANSER

Ahlvik, Peter, Brandberg, Åke, Well-to-Wheel Efficiency for Alternative Fuels from Natural Gas or Biomass, Ecotraffic R&D AB for Vägverket, Oktober2001, ISSN: 1401-9612 http://www.vv.se/publ_blank/bokhylla/miljo/2001_85/intro.htm

Berge, Tor I., direktør, Toyota Norge, foredrag ved Car of the Future, NTNU 2.oktober 2002.

Bockris, J. O'M., Safety Aspects of the use of Hydrogen. I J. O'M Bockris, red., Energy options. Taylor & Francis. Ltd, London, 1980

Bradley, M.J. and Associates, Future Wheels - Interviews with 4 Global Experts On the Future of Fuel Cells for Transportation And Fuel Cell Infrastructure AND A Fuel Cell Primer, Northeast Advanced Vehicle Consortium, November 2000

Buchner, H., Energiespeicherung in metallhydriden. Springer-verlag 1982

Choudhury,Raj, Well-to-Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems, A European Study, Hart World Fuels Conference, Brussels, 21 May 2002, General Motors Fuel Cell Activities http://www.l-b-systemtechnik.com/gm-wtw/Hart_GM-WTW_Europe_21MAY2002.pdf

Danish National Team, IEA OECD, CADDET, Renewable energy, Issue 3/01, pp 3

EU utslippskrav personbil http://www.dieselnet.com/standards/eu/ld.html

EU utslippskrav tyngre kjøretøy http://www.dieselnet.com/standards/eu/hd.html

Hamelmann, R., Proton Motor GmbH, Germany, muntlig kommunikasjon

Holm, Egil, Transport-sjef Hydro-Texaco, Oslo, personlig kontakt høst 2002

Klokk, S. N. Typical product data. Submitted from Rolls-Royce Marine AS, Engines, Bergen Norway, Technology and Development, 2001

Kvamsdal, H. M., Hydrogensamfunnet – en nasjonal mulighetsstudie, SINTEF Energiforskning TR A5197, ISBN NR.82-594-1811-8, Norges forskningsråd-Nytek, IFE, NTNU, SINTEF og UiO, 2000

Ludvig Bölkow System Technik. http://www.lbst.de

Matejcek, Lothar, ADAM OPEL, Germany, diverse korrespondanse september-oktober 2002

Melhus, Øyvind, Access, Teknostallen, Trondheim, 2001, muntlig kommunikasjon

Norsk Hydro, Hydro Energi, Report entitled: Well to Wheel efficiency for NG to hydrogen fuel paths, dated 2002-07-08

Pehnt, M., Life-cycle assessment of fuel cell stacks, Int. J. Hydrogen Energy, 26, 91-101, 2001

Petterson, J., Hjortsberg, O., Hydrogen storage alternatives – a technological and economic assessment. Volvo Teknisk Utveckling AB, KFB-meddelande 1999:27, 1999

Samuelsen, Scott, (Director) 2000, National Fuel Cell Research Center, UC Irvine, CA, USA, personal communication 2000

SINTEF Rapport, Hydrogen som energibærer – forurensning og sikkerhet, STF24 F01644, 2001

Standard Europeisk Kjøresyklus http://www.dieselnet.com/standards/cycles/ece_eudc.html

Tomboy, Willy, Environmental Affairs Office, Toyota Motor Marketing Europe, foredrag: ”Making Cars that Meet the Demands of the 21st Century” ved konferansen Car of the Future, NTNU 2.oktober 2002

Valøen, Lars Ole, Metal Hydrides for Rechargeable Batteries. Dr.ing. thesis. NTNU 2000. ISBN 82-7984-052-4

Weiss, M. A., Heywood J. B., Drake E. M., Schafer A., AuYeoung F. F.,
On the Road in 2020 – A life-cycle analysis of new automobile technologies, Energy Laboratory Report #MIT EL 00-003, Massachusetts Institute of Technology, 2000
http://lfee.mit.edu/publications/PDF/el00-003.pdf

Well-to-Wheel Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – North American Analysis, GM, ANL, BP, Exxon/Mobil and Shell, 2001
http://www.transportation.anl.gov/ttrdc/publications/

7.2 NYTTIGE INTERNETTADRESSER

Norsk Hydrogenforum	http://www.hydrogen.no/
Swedish Hydrogen Forum	http://www.h2forum.org/
HyWeb	http://www.hydrogen.org/
International Association for Hydrogen Energy	http://www.iahe.org/
American Hydrogen Association	http://www.clean-air.org/
National Hydrogen Association	http://www.hydrogenus.org/index.asp
Bellona - Energi	http://www.bellona.no/en/energy/index.html
Hydrogen Energy Center	http://www.h2eco.org/

8 VEDLEGG

8.1 HYDROGEN, KARAKTERISTISKE EGENSKAPER

Tabell 8-1: Egenskaper for hydrogen (LBST).

Nedre brennverdi (LHV)	3,00 kWh/Nm^3 2,359 kWh/l LH_2 33,33 kWh/kg
Øvre brennverdi (HHV)	3,54 kWh/Nm^3 2,790 kWh/l LH_2 39,41 kWh/kg
Tetthet	0,0899 kg/Nm^3
Kokepunkt	20,390 K (- 253°C)
Spesifikk varmekapasitet	14,199 J/kg/K
Antennelsesgrense i luft	4,0 - 75,0 % (volum)
Eksplosjonsgrense i luft	18,3 - 59,0 % (volum)
Diffusjonskoeffisient	0,61 cm^2/s

Tabell 8-2: Nøkkeltall for hydrogen (STF24 F01544) .

Energibehov ved alkalisk elektrolyse	4,3 – 4,6 kWh	pr	1 kg H_2
Energiinnhold relativt til bensin	1 Nm^3 H_2 1 l flytende 1 kg	= = =	0,34 l bensin 0,27 l bensin 2,75 kg bensin
Forbruk pr 100 km kjørt	~1 kg H_2 ~5 kg H_2		Brenselcellebil Brenselcellebuss (Proton Motor 2001)

Tabell 8-3: Energimengde i drivstoff[1] (LBST).

Energibærer	kWh/kg	Volumbasert
Hydrogen	33,33	3,00 kWh/Nm^3
Diesel	11,9	10 kWh/l
Bensin	12,1	9,1 kWh/l
Naturgass (82 - 93 % CH_4)	10,6 - 13,1	8,8 - 10,4 kWh/Nm^3
Propan	12,88	34,39 kWh/Nm^3

Som vi ser av Tabell 8-1 og Tabell 8-3 vil hydrogenlagring utgjøre den største utfordringen i mobile applikasjoner. Selv i flytende form er energitettheten per liter for hydrogen kun ca ¼ av det den er i bensin. På vektbasis er energitettheten derimot 2,75 ganger høyere for hydrogen enn

[1] referert til nedre brennverdi for drivstoffer (LHV).

for bensin. Mens flytende energibærere (som f eks bensin) gjerne utgjør 70 - 80 % av drivstoffsystemets vekt, vil vekten av hydrogen i et hydrogendrivstoffsystem ikke utgjøre mer enn maksimalt 5 - 10 %. Opels brenselcelleutgave av Zafira har flytende hydrogen som drivstoff. Drivstofftanken som rommer 5kg hydrogen veier 95 kg (OPEL 2002), altså en vektprosent på vel 5 %. Større tanker antas å kunne oppnå ca 10wt % hydrogen. Dette innebærer at drivstoffsystemet for hydrogendrevne kjøretøyer typisk er langt større i volum enn tilsvarende bensintank for samme kjørelengde. Man ser enda ikke klart hvordan dette hydrogenlagringsproblemet skal la seg løse. En interessant lagringsteknologi er metallhydrider (MH) hvor hydrogen lagres atomært i metaller. Ulempen med MH-systemer er at vekten blir høy. I motsetning til propan og naturgass er hydrogen en flyktig gass som lett diffunderer oppover ved utslipp (se Tabell 8-1).

I Tabell 8-4 er hydrogen og noen av dets egenskaper sammenliknet med metan og bensin.

Tabell 8-4: Egenskaper for ulike drivstoffer (Bockris et al.).

Egenskap		Hydrogen	Metan	Bensin
Antennelsesgrense i luft	**[% vol]**	4,0 - 76	5,3 - 15	1,0 - 7,6
Detonasjonsgrense i luft	**[% vol]**	18,3 - 59,0	6,3 - 13,5	1,1 - 3,3
Diffusjonskoeffisient i luft	**[cm^2/s]**	0,61	0,16	0,05
Diffusjonshastighet i STP luft	**[cm/s]**	<2,0	<0,5	<0,2
Auto-antennelsestemperatur	**[°C]**	585	540	228-471
Flammehastighet i luft	**[cm/s]**	265 - 325	23 - 33	30 - 40
Eksplosjonsenergi gass	**[kg TNT/m^3]**	2,02	7,03	44,22
Min. energi for antennelse i luft	**[mJ]**	0,02	0,29	0,24
Eksplosjonsenergi	**[g TNT/g]**	24	11	10
Giftighet		Nei	Nei	Ja

Vi ser av tabellen at antennelsesgrensene er meget vide for hydrogen sammenlignet med både metan og bensin. Det er imidlertid verdt å merke seg at det trengs relativt mindre bensin (1 vol %) enn hydrogen for at det skal antennes.

Detonasjonsgrensene er også meget vide for hydrogen. En må imidlertid ha hele 18.3 vol % for at hydrogenet skal detonere mot 6.3 for metan og 1.1 for bensin. Meget fortynnet bensindamp antennes og detonerer lettere enn hydrogen. H_2-lekkasjer er dermed mindre problematiske enn bensin- og metanlekkasjer i friluft.

Hydrogen diffunderer nesten ti ganger raskere enn bensin i luft. Dette kan derfor begrense skadene av en eventuell hydrogenlekkasje. Dette bidrar også til at hydrogenet spres raskere slik at gasses tynnes ut.

Volumetrisk eksplosjonsenergi i bensin er mer enn 20 ganger høyere enn for bensin, mens den gravimetriske eksplosjonsenergien er dobbelt så høy. Den gravimetriske eksplosjonsenergien må imidlertid ses i sammenheng med mengden drivstoff. På grunn av bedre virkningsgrad (og dermed

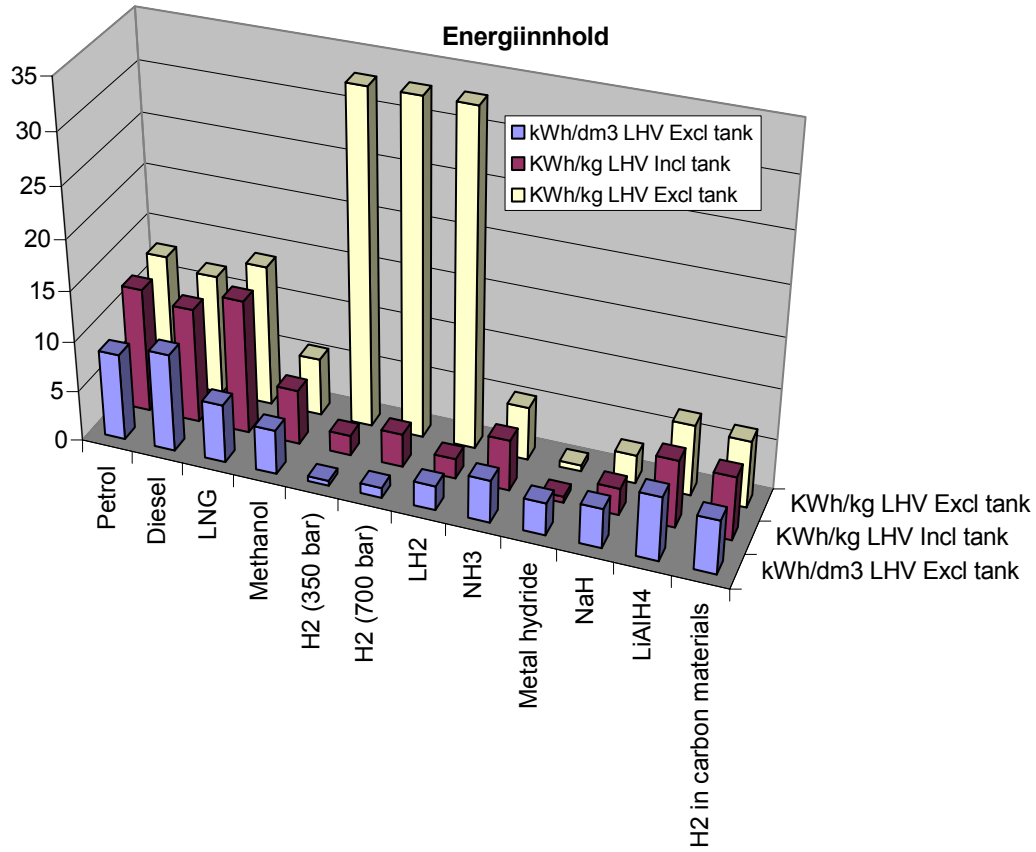
mindre mengde drivstoff lagret i brenselcellekjøretøyet) vil eksplosjonsenergien per kjøretøy bli omtrent den samme som for bensinkjøretøyer.

Det er imidlertid verdt å merke seg at minimum energi for antennelse i luft er bare en tiendepart for hydrogen sammenlignet med metan og bensin, hvilket betyr at hydrogen antennes langt lettere. Uten antennelseskilder er hydrogen sikrere enn bensin da autoantennelsestemperaturen er langt høyere (585°C). Gnistfrie anlegg er med andre ord enda viktigere ved bruk av hydrogen som drivstoff.

Det kan derfor sies at dersom en først har en ulykke med drivstofflekkasje er det vanskeligere å få kritisk mengde med hydrogen enn med bensin. Når en først har kritisk mengde, vil imidlertid hydrogen antennes og eksplodere lettere. Selv små gnister gir høy risiko. Eksplosjonsenergien vil imidlertid være langt lavere enn for en bensineksplosjon.

8.1.1 Hydrogenlagring

Hydrogen kan lagres på flere ulike måter. Figur 8-1 viser energiinnholdet for en rekke lagringsformer.



Figur 8-1: Energiinnholdet i ulike brensler eksklusive/inklusive beholder.

For høytrykks hydrogensystemer og flytende hydrogen vil vekten av hydrogen utgjøre mellom 5 og 10 % av den totale vekten av brenseltanken. For metallhydrider vil vekten av hydrogen (på grunn av egenvekten av metallet og beholderen) utgjøre en svært liten del (1-2 %) av vekten på selve brenselsforsyningssystemet (Valøen 2000).

8.1.2 Trykktanker

Lagring av hydrogen under høyt trykk (CH_2) er svært vanlig for demonstrasjonsprosjekter. Trykktanker er også vurdert som en god lagringsmåte for hydrogen i større kjøretøy som busser og lastebiler [Petterson, 1999]. Trykktanker er i de fleste tilfellene plassert på taket for større kjøretøy. For mindre kjøretøy er tankene gjerne plassert inne i kjøretøyet. Trykktanker for hydrogentransport er velkjent og sikkerhetsforskrifter er utarbeidet. For å øke kjørelengden for hydrogendrevne biler er høytrykkstanker (700 bar) under utvikling. Ved så høye trykk bør nye sikkerhetsvurderinger måtte gjøres.

8.1.3 Flytende hydrogen

Hydrogen må kjøles til –253°C for gå over i flytende form, LH_2. LH_2 er allerede i bruk i biler (BMW, 3.4.2), men er også foreslått som lagringsmedia for traktorer (Petterson, 1999). Ved en eventuell oppvarming av den kryogene lagringstanken, vil hydrogengass måtte ventileres gjennom en sikkerhetsventil for å unngå trykkøkning. Ventilert hydrogen fjernes ved hjelp av katalytisk forbrenning. Ved normal drift er sikkerheten god. Ved ulykke og lekkasjer fra tanken vil hydrogen raskt fordampe. Kokepunktet for hydrogen er lavt og dermed er fordampningshastigheten høy. Eksplosjonsfare oppstår dermed raskere enn for andre drivstoffer. Sikkerhetstiltakene for flytende hydrogen blir derfor tilsvarende som for hydrogen under trykk.

8.1.4 Metallhydrid

I metallhydrider (MH) må varme tilføres for at hydrogenet skal frigjøres. Uten varmetilførsel blir hydrogenet værende i metallet (Valøen 2000). Sannsynligheten for hydrogeneksplosjon er dermed minimale. Brann kan derimot oppstå ved lekkasje i tanken under oppvarming. Metallhydrider består av et brennbart metallpulver som i en brann vil de brenne omtrent som kull (det kan være individuelle forskjeller mellom ulike typer metallhydrider). Lagring i metaller krever at hydrogengassen er svært ren.

En bør merke seg at når hydrogen frigjøres fra metallet vil en få en kjøleeffekt oppstå på grunn av desorpsjonsprosessen. Dette vil kunne bidra til å slukke en eventuell begrenset brann (Buchner 1982). Reilly har oppsummert flammepunktet for ulike hydridmaterialer. Her kan det nevnes at $LaNi_5H_x$ vil ha et flammepunkt på 192°C i pulverform (kornstørrelse 12 µm) og 320°C som støvsky. MH anses som langt sikrere enn både komprimert gass (CH_2) og flyende hydrogen (LH_2).

8.2 AKRONYMER OG DEFINISJONER

8.2.1 Akronymer og enheter

Tabell 8-5: Akronymer, med engelske og norske termer.

Akronym	Engelsk	Norsk
AFC	Alkaline fuel cell	Alkaliske brenselceller
APU	Auxiliary power unit	Brenselceller for el.-prod. i pers.biler
BC	(FC = Fuel Cell)	Brenselcelle
CNG	Compressed Natural Gas	Komprimert naturgass
CO	Carbon monoxide	Karbonmonoksid
CO_2	Carbon dioxide	Karbondioksid
CH_2	Compressed Hydrogen Gas	Komprimert hydrogengass
GK	Gas fired power station	Gasskraftverk
H_2	Hydrogen	Hydrogen
HHV	Higher Heating Value	Øvre brennverdi (vann (l) som produkt)
ICE	Internal Combustion Engine	Forbrenningsmotor
LEL	Lower Explotion Limit	Nedre eksplosjonsgrense
LH_2	Liquefied hydrogen	Flytende hydrogen
LCV	Low Calorific Value (gas)	Lav brennverdi (gass)
LNG	Liquefied Natural Gas	Flytende naturgass
LHV	Lower Heating Value	Nedre brennverdi (vanndamp som produkt)
MCFC	Molten carbonate fuel cell	Smeltekarbonatbrenselceller
MH	Metal Hydride	Metallhydrid
NG	Natural Gas	Naturgass
NMHC	Non-Methane Hydro Carbons	Hydrokarboner eksklusive metan
NMOG	Non-Methane Organic Gases	Organiske gasser eksklusive metan
NOx	Nitrogen Oxides	Nitrogenoksider
PAFC	Phosphoric acid fuel cell	Fosforsyrebrenselceller
PEMFC	Proton exchange membrane fuel cell	Polymer-elektrolytt-brenselceller
POX	Partial Oxidation	Delvis oksydasjon
SMR	Steam Methane Reforming	Dampreformering av naturgass
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell	Fastoksidbrenselceller
STP	Standard Temperature and Pressure	Normal temperatur og trykk (0^oC, 1atm)

8.2.2 Definisjoner

Term	Forklaring
Energikjede (verdikjede)	En energikjede består av ulike ledd i en kjede som trengs for å overføre energi fra en valgt energikilde til sluttbruk av energi.
Ledd i kjede	I denne rapporten benyttes også komponent eller prosess om leddene i energikjedene. Eksempler: konvertering fra en energibærer til en annen (naturgass til hydrogen), transport av f eks komprimert hydrogen, forbrenningsmotor.
Energikilde	Eksempler på primære energikilder er sol, vann i regulerte vassdrag, vind og uran. Energikilder klassifiseres ofte som fornybar (vann, vind, bio) eller ikke fornybar (fossile brensler).
Energibærer	En energibærer brukes for å transportere og/eller distribuere energi til der det er behov for energi. Noen eksempler: elektrisitet, naturgass, bensin/diesel og hydrogen. Ved er et eksempel som viser at en energikilde også kan være en energibærer.
Energieffektivitet (kjedevirkningsgrad)	Et mål for hvor mye av den totalt tilførte energien som utnyttes til nyttig energi i hele den vurderte kjeden (elektrisitet pluss nyttiggjort varme). Varierende last hos sluttbruker (driftssyklus) må tas hensyn til ettersom de fleste energikonverterende prosesser har ulik virkningsgrad ved varierende belastning.
Virkningsgrad	I denne studien bruker vi virkningsgrad om forholdet mellom nyttig energi og tilført energi for hvert enkelt ledd i kjeden.
(totalvirkningsgrad)	Totalvirkningsgrad er brukt noen steder for å presisere at det er summen av elektrisitet og nyttiggjort varme som omtales.
Kraftvarmeverk	Kraftverk som produserer både kraft (elektrisitet) og varme. Eksempler: gassturbin, dampturbin, gassmotor, – og brenselcelle.
Kombikraftverk	Kraftverk som flere prosesser for å øke totalvirkningsgrad, f eks gassturbin og dampturbin.

8.3 FAKTAARK

Kilde

E3 Biomasse

E4 Naturgass

E5 Bensin/Diesel

Lagring og transport av energikilde

D1 Transport/distribusjon av elektrisitet

D2 Transport av biomasse/avfall

D3 Lagring og transport av naturgass

D4 Transport av bensin/diesel

Konvertering

C1 El til hydrogen (elektrolyse)

C2 Biomasse til hydrogen

C3 Biomasse til en LCV (Low Calorific Value) gass

C4 Naturgass til hydrogen

C5 Gasskraftverk (Kombinert gassturbin og dampturbinprosess)

Lagring og transport av energibærer

B1 Lagring og transport av hydrogen

Sluttbruk

A1 PEM Brenselcelle

A2 Brenselcelle personbil (PEM)

A3 LCV Gassmotor

A4a Naturgassmotor

A4b SOFC-brenselcelle med og uten CO_2-håndtering

A5/6 Opel Zafira

8.3.1 Kilde

E3 Biomasse

Energi-innhold	
Bark	H_n= 18.4 MJ/kg (rå) (ikke tørket)
Rent trevirke	H_n= 19.15 MJ/kg (rå) (ikke tørket)

E4 Naturgass

Typisk prosessert naturgass (Kårstø tørrgass, 1999)

Komponent	**Molfraksjon**
C1 (metan)	85,748%
C2 (etan)	8,284%
C3 (propan)	2,453%
IC4 (iso-butan)	0,237%
NC4 (normal-butan)	0,242%
IC5 (iso-pentan)	0,039%
NC5 (normal-pentan)	0,026%
C6 (hexan)	0,018%
C7+ (heptane og høyere)	0,020%
N_2	1,188%
CO_2	1,745%
Sum	100,000%
Molmasse [g/mol bl.]	18,756
Tetthet [kg/Sm3]*	0,797
LHV [MJ/Sm3]*	37,0
LHV [MJ/kg]	46,4
*)Standard betingelser: 1 atm og 15 grader Celsius	
CO2-dannelse	
kg CO2/ kg blanding	2,67
g CO2/ MJ th	58
g CO2/ kWh th	207
Virkningsgrad Produksjon [1]	94 %

Referanser:

[1] Norsk Hydro, Hydro Energi, Report entitled: Well to Wheel efficiency for NG to hydrogen fuel paths, dated 2002-07-08

E5 Bensin/Diesel

	Bensin	Diesel
Egenskap		
Tetthet [kg/l] [1]	0,75	0,840
Brennverdi, nedre [MJ/kg]	44,0	43,1
Brennverdi, nedre [MJ/l]	33,0	36,2
Brennverdi, nedre [kWh/l]	9,1	10,0
Brennverdi, øvre [MJ/kg]	47,7	45,9
Brennverdi, øvre [MJ/l]	35,7	38,6
Brennverdi, øvre [kWh/l]	9,9	10,7
Flammegrenser [vol%]	1,0 – 7,8	1,0 – 6,0
Detonasjonsgrenser [vol%]	1,1 – 3,3	
Karboninnhold [%] [1]	85,0	86,5
Utslipp		
kg CO_2 / kg drivstoff	3,12	3,17
kg NOx / kg drivstoff	Avhenger av teknologi	
Virkningsgrad produksjon/raffinering [2]	83 %	88 %

Referanser:

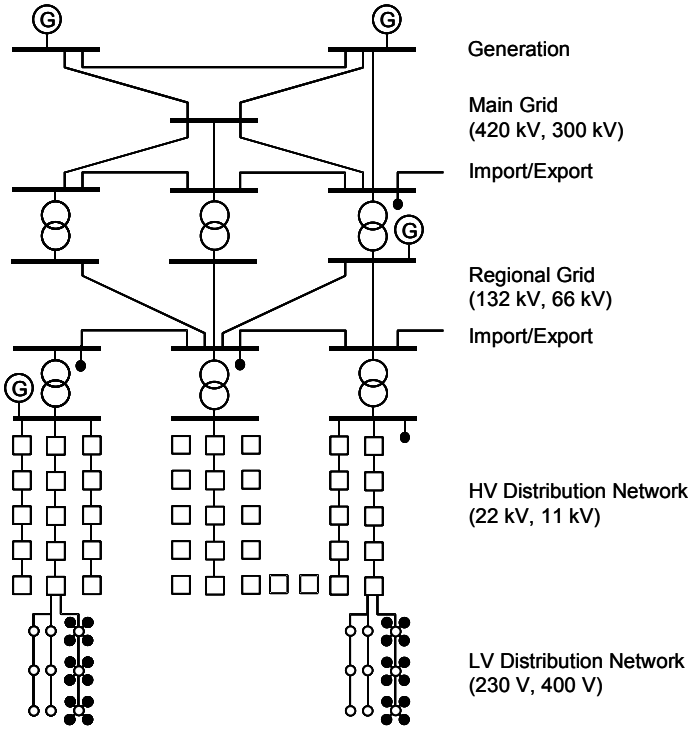
[1] Mail fra Kjell Grave @ Statoil (stemmer godt overens med mail fra Nina Heen @ Shell)

[2] ”On the Road in 2020 – *A life-cycle analysis of new automobile technologies.*”, Weiss, M. A., Heywood J. B., Drake E. M., Schafer A., and AuYeoung F. F. (MIT): Energy Laboratory Report #MIT EL 00-003, Massachusetts Institute of Technology, 2000.
http://lfee.mit.edu/publications/PDF/el00-003.pdf

8.3.2 Lagring og transport av energikilde

D1 Transport/distribusjon av elektrisitet

Innsatsfaktor	Elektrisitet levert til kraftnettet i Norge	
Ønsket produkt	Elektrisitet et annet sted	
Utslipp	Ingen	
Virkningsgrad (el fra nett/el levert nett)	Nettnivå	Virkningsgrad (må brukes med fornuft!)
	Sentralnettet	0,98
	Regionalnettet	0,97
	Distribusjonsnettet	0,93
	Gjennomsnitt	0,92 (mange lokalt plassert)
Skala	Tapene for et sentralt plassert stort anlegg vil være lavere enn for mange små plassert lokalt	
Utviklingspotensiale	Ved dimensjonering av storskala anlegg kan virkningsgraden i kraftnettet påvirkes ved å legge anlegget nær elproduksjon. Eventuelt vil store anlegg kreve nybygging/forsterkning.	
Antakelser og anmerkninger	Har valgt gjennomsnittlig energitap for kraftnettet i Norge, basert på statistikk for ulike nettnivåer. Valgt virkningsgrad forutsetter jevn belastning over året, større belastning om vinteren gir høyere tap.	
Referanser	SINTEF Energiforskning	



D2 Transport av biomasse/avfall

Innsatsfaktor	Drivstoff (diesel)
Ønsket produkt	Transport
Utslipp	3,17 kg CO_2/ kg diesel [1] 38,9 g NOx/ kg diesel [1]
Drivstofforbruk (diesel)	Anslått til 0,35 kg diesel/ km (tur) og 30 % lavere på returen.
Transportert mengde	Estimert til 26 tonn biomasse
Tilgjengelighet av teknologi	Høy tilgjengelighet av kommersiell teknologi
Utviklingspotensiale	Begrenset
Volumetrisk energitetthet	Dette avhenger av type biomasse som transporteres. For eksempel er andel fastmassevolum for de ulike biomasse typen som følger: Hogstavfall: 15 – 20 %, tre og tredeler: 25 – 35 %, flis: 35 – 40 %, skrutømmer: 60 – 70 %. Tettheten til biomasse varierer, men ligger i området ca. 400 – 900 kg/m^3. Nedre brennverdien avhenger også av type biomasse. Eksempler: Bark: H_n= 18,4 MJ/kg (rå) (ikke tørket) Rent trevirke: H_n= 19,5 MJ/kg (rå) (ikke tørket)
Antakelser og anmerkninger	Et anslag for typisk gjennomsnittlig transportlengde er 50 km.
Referanser	[1] R.V. Beyer, R. Khalil, M. Fossum, M. G. Grønli & S. Sæther, TR A5147, ”Bioenergi; ressurser og teknologi”, Åpen SINTEF Rapport, 2000

D3 Lagring og transport av naturgass

Innsatsfaktor	Naturgass (energibærer), diesel (drivstofforbruk)	
Ønsket produkt	Naturgass et annet sted	
Utslipp, dieselforbruk	Disse utslippene er knyttet til landtransport av naturgass der diesel brukes som drivstoff. 3,17 kg CO_2/kg diesel 38,9 g NOx/kg diesel Tallene er hentet fra faktaarket "Transport av biomasse/avfall"	
Dieselforbruk	Anslått til 0,35 kg diesel/ km (tur) og 30 % lavere på returen.	
Transportert mengde	CNG (300 bar): Estimert til 8,6 tonn LNG: Estimert til 17,5 tonn	
Utslipp, naturgassforbruk	Disse utslippene er knyttet til komprimering eller flytendegjøring av gassen, samt til fremdrift av LNG-skip. Utslippstall er antatt som for gasskraftverk (se eget faktaark). 207 g CO_2/kWh th (brennverdi naturgass) 154 mg NOx/kWh th (brennverdi naturgass)	
Virkningsgrad (LHV CNG eller LNG/ LHV naturgass føde)	Metode	Virkningsgrad
	Komprimering	92 % (kompr. bruker NG ikke el)
	Flytendegjøring	90 – 95 % Avhengig av skala og gassammensetning 95 % kan antas for det planlagte Snøhvit-anlegget [1]
LNG transport (sjø)	2 % av transportert mengde antas som forbruk til transport Hammerfest – Stavanger. (Tilsvarer virkningsgrad på 98 %)	
Skala	Kan antas å være fullstendig skalerbar	
Tilgjengelighet av teknologi	Høy tilgjengelighet av kommersiell teknologi	
Utviklingspotensiale	Begrenset	
Antakelser og anmerkninger	For både kompresjon og flytendegjøring antas her at naturgass er eneste innsatsfaktor.	
Referanser	[1] Korrespondanse med Geir Owren ved Statoils forskningssenter i Trondheim, 2.august 2002. GAOW@statoil.com [2] M. Wang and D He. Full fuel-cycle greenhouse gas emission impacts of transportation fuels produced from natural gas. Technical report, SAE technical paper 2000-01-1505, SAE International, (2000).	

D4 Transport av bensin/diesel

Innsatsfaktor	Bensin/diesel (energibærer), drivstoff (diesel)
Ønsket produkt	Bensin/diesel et annet sted (energibærer),
Utslipp	3,17 kg CO_2/ kg diesel [1] 38,9 g NOx/ kg diesel [1]
Drivstofforbruk (diesel)	Anslått til 0,35 kg diesel/ km (tur) og 30 % lavere på returen.
Transportert mengde	Bensin: Estimert til 32 tonn Diesel: Estimert til 32 tonn
Tilgjengelighet av teknologi	Høy tilgjengelighet av kommersiell teknologi
Utviklingspotensiale	Begrenset
Referanser	[1] R.V. Beyer, R. Khalil, M. Fossum, M. G. Grønli & S. Sæther, TR A5147, ”Bioenergi; ressurser og teknologi”, Åpen SINTEF Rapport, 2000

8.3.3 Konvertering

C1 El til hydrogen (elektrolyse)

Innsatsfaktor	Vann og elektrisitet		
Ønsket produkt	Hydrogen, ikke trykksatt		
Teoretisk utnyttbar varme	Ingen		
Utslipp	Ingen ved regulær drift. Spor av ozon for dårlige anlegg (Hvis forgiftning på elektrodekatalysatorene oppstår)		
Virkningsgrad (elforbruk/enhet hydrogen)	Produsent	Energiforbruk [kWh el/Nm^3]	Energiforbruk [kWh el/kg H_2]
	Fluor-Daniel	4,4	48,9
	Norsk Hydro	4,9	54,5
	Teledyne Brown	4,3	47,8
	Stuart Energy	4,7	52,3
	Snitt dagens teknologi	4,5	50,1
	Framtidig teknologi	3,7	41,2
Antakelser og anmerkninger			
Skala	Små anlegg basert på PEM elektrolyse med best virkningsgrad. Større anlegg basert på alkalisk elektrolytt med noe lavere virkningsgrad. Elektrolysører har til dels betydelig høyere virkningsgrad ved dellast.		
Teoretisk virkningsgrad	Avhengig av strømtetthet, 3,6 – 3,7 kWh/Nm^3 realistisk i et langtidsperspektiv. Beregnet som adiabatisk celle er minste mulige energiforbruk 3,537 kWh/Nm^3 (1,48V)		
Tilgjengelighet av teknologi	Alkaliske elektrolysører er tilgjengelig i store enheter.		
Utviklingspotensiale	Overgang fra alkalisk til PEM		
Referanser	[1] Møller-Holst, S., Valøen, L.O.; and Burchardt, T.; "Hydrogen som energibærer –forurensning og sikkerhet" , SINTEF Materials Technology (2001) [2] P. Kruger, Electric power requirement in the United States for large-scale production of hydrogen fuel. Int. J. Hydrogen Energy 25 (2000) 1023-1033 [3] P. Kruger, Electric power requirement for large-scale production of hydrogen fuel for the world vehicle fleet. Int. J. Hydrogen Energy 26 (2001) 1137-1147		

C2 Biomasse til hydrogen

Innsatsfaktor	Biomasse/avfall (føde), elektrisitet
Ønsket produkt	Hydrogen
Utnyttbar varme	70 % av den energien i føden som ikke konverteres til hydrogen antas som teoretisk utnyttbar varme. Dette tallet er noe usikkert.
Utslipp	Ingen CO_2-utslipp (definert som CO_2-nøytral) NO_x-utslipp antas som beskrevet i faktaark "C4 Naturgass til hydrogen": 0,9 g NO_x/kg hydrogen
Virkningsgrad	40 – 50 % (brennverdi H_2/brennverdi føde) [1] 45 % velges. I tillegg kommer et elforbruk pga oksygenproduksjon (luftseparasjon): 3 kWh el/ kg H_2 * *Tallet er beregnet på grunnlag av et oksygenbehov på 0,75 mol per mol hydrogen [1]. Dette tilsvarer 12 kg O_2/ kg H_2. Elforbruket pr kg O_2 er ca. 0,25 kWh el [2].
Antakelser og anmerkninger	Det skilles ikke her mellom biomasse og avfall, da avfall består hovedsakelig av biomasse[1]. Prosessen antas utformet som beskrevet i [1] og krever rent oksygen. For å produsere dette oksygenet kreves elektrisitet. Løsninger som ikke krever rent oksygen er tenkbare, men ikke vurdert her. Avfall som inneholder høyere andel av plastmaterialer og dermed høyere brennverdi vil gi økt virkningsgrad med 60 – 70 % angitt som en mulig grense. Samtidig faller oksygenbehovet mot 0,25 mol O_2 per mol H_2 [1].
Skala	Anlegget beskrevet i [1] har en kapasitet på 100 tonn føde per dag. Dette tilsvarer hydrogen tilsvarende 10 MW th [1].
Teoretisk virkningsgrad	
Tilgjengelighet av teknologi	Kommersielt tilgjengelig teknologi [1], men få eller ingen anlegg i drift.
Utviklingspotensiale	Lite
Referanser	[1] P.H. Wallman, C.B. Thorsness and J.D. Winter, 1998, "Hydrogen production from wastes", Energy, Vol. 23, No. 4 pp. 271-278 [2] O. Bolland, R. Hagen, O. Maurstad, G. Tangen, O. Juliussen og H. Svendsen, 2002, "Gasskraftverk med CO_2-håndtering. Studie av alternative teknologier.", SINTEF-rapport TR A5693 (åpen)

C3 Biomasse til en LCV (Low Calorific Value) gass

Innsatsfaktor	Referanse [1]: biomasse (uspesifisert) Referanse [2]: sagflis
Ønsket produkt	LCV-gass. Dette er en brennbar gass med lav brennverdi. Referanse [1]: Gassammensetning: H_2: 15 %, CO: 20 %, CH_4: 1 %, CO_2: 14 % og N_2: 50 %. Det er ikke rapportert hvor mye andre forurensninger gassen inneholder. Med katalytisk behandling hadde gassen følgende konsentrasjon: H_2: 19 %, CO: 22 %, CH_4: 2 %, CO_2: 12 % og N_2: 45 % Referanse [2]: Gassammensetning: H_2: 9 %, CO: 15 %, CH_4: 2 %, CO_2: 13 % O_2: 1,2 % og N_2: 57 %. Tjære og alkali metaller ble ikke målt.
Teoretisk utnyttbar varme	70 % av den energien i biomassen som ikke konverteres til LCV-gass antas som teoretisk utnyttbar varme. Dette tallet er noe usikkert
Utslipp	Ingen
Virkningsgrad (LHV LCV-gass/ LHV biomasse)	Referanse [1]: Virkningsgrad gasifier 58 %. Med katalytisk behandling 69 %. Referanse [2]: Virkningsgrad gasifier 75 %. Forfatteren kommenterer at virkningsgraden til fastbed systemer er vanligvis noe under 70 % noe som [1] bekrefter. Virkningsgrader er referert til nedre brennverdi.
Antakelser og anmerkninger	Utslipp, virkningsgrad og gassammensetning er sterkt avhengige av gassifiseringsteknologi og prosess. Som en typisk virkningsgrad velges 70 %.
Skala	Referanse [1]: Effekt på gass ut er 1,7 MW for gasifier og 2,5 MW for gasifier med katalytisk behandling. Referanse [2]: 100 kW innfyrt som gir en gassutbytte på 70 kW
Teoretisk virkningsgrad	N/A
Tilgjengelighet av teknologi	[1] er i prøvingsfase, mens [2] er basert på forsøk i laboratoriet
Utviklingspotensiale	Lite
Referanser	[1] H. Spindler, 2002, “Development to catalytic- Allothermal Gasification”, GNS - Company for Sustainable Utilization of Materials ltd. Halle/Saale. GNS-Halle@t-online.de [2] Gallagher, G.J., 2002, “Development of a small-scale biomass CHP system”, ETSU, AEA Technology Environment, Harwell (United Kingdom)

C4 Naturgass til hydrogen

Storskala-anlegg med CO_2-håndtering:

Innsatsfaktor	Naturgass, (el)
Ønsket produkt	Hydrogen
Utnyttbar varme	50 % av den energien i naturgassen som ikke konverteres til hydrogen antas som utnyttbar varme. Dette tallet er noe usikkert.
Utslipp	Det antas en fjerningsgrad av CO_2 på 85 % som vil si at kun 15 % av dannet CO_2 slippes ut til atmosfæren. 0,40 kg CO_2/kg naturgass Andre utslipp forutsettes som for reformering uten CO_2-håndtering: 0,9 g NO_x/kg hydrogen 0,08 g CO/kg hydrogen 0,02 g partikler/kg hydrogen
Virkningsgrad (LHV hydrogen/ LHV naturgass)	Referanse [1], autoterm reformering: 70 % (tilsvarer 3,60 kg naturgass/kg hydrogen og 1,2 kWh el/ kg hydrogen [2]) Referanse [3], dampreformering: 73 % (tilsvarer 3,54 kg naturgass/kg hydrogen, nødvendig el.generering inkludert).
Antakelser og anmerkninger	CO_2-håndtering fra reformeringsanlegg medfører en liten reduksjon i virkningsgrad fordi deltrykket av CO_2 i gassen er høyt (sammenlignet med eksosgassen fra gasskraftverk), samt at hoveddelen av den nødvendige varmen til CO_2-stripperen er tilgjengelig i prosessen.
Skala	Storskala. CO_2-håndtering er uaktuelt for småskala anlegg.
Teoretisk virkningsgrad	CO_2-håndteringen krever ekstra energi i form av varme til desorpsjon i CO_2-stripperen samt mekanisk arbeid til vifter, pumper og til kompresjon av CO_2. Dette fører til en reduksjon i teoretisk virkningsgrad.
Tilgjengelighet av teknologi	Kommersielt tilgjengelig teknologi, men ingen anlegg i drift.
Utviklingspotensiale	Lite
Referanser	[1] H. Andersen, 2002, "Large scale hydrogen production with CO_2 capture and sequestration", Proc. 14th World Hydrogen Energy Conference [2] Korrespondanse med Henrik Solgaard Andersen i Norsk Hydro juli 2002 (Henrik.Solgaard.Andersen@hydro.com) [3] H. Audus, O. Kaarstad and M. Kowal, 1996, "Decarbonisation of fossil fuels: Hydrogen as an energy carrier", Proc. 11th World Hydrogen Energy Conference [4] M. Steinberg, 1999, "Fossil fuel decarbonization technology for mitigating global warming", Int. Journ. of Hydrogen Energy, Vol. 24, pp. 771-777

Storskala-anlegg uten CO_2-håndtering:

Innsatsfaktor	Naturgass
Ønsket produkt	Hydrogen
Utnyttbar varme	70 % av den energien i naturgassen som ikke konverteres til hydrogen antas som utnyttbar varme. Dette tallet er noe usikkert.
Utslipp	2,67 kg CO_2/kg naturgass = 9,32 kg CO_2/kg hydrogen 0,9 g NO_x/kg hydrogen [1] 0,08 g CO/kg hydrogen [1] 0,02 g partikler/kg hydrogen [1]
Virkningsgrad (LHV hydrogen/ LHV naturgass)	Referanse [2], autoterm reformering: 74 % (tilsvarer 3,49 kg naturgass/kg hydrogen) Referanse [3], dampreformering: 76 %. (tilsvarer 3,40 kg naturgass/kg hydrogen)
Antakelser og anmerkninger	Elektrisitetsbehovet til vifter etc genereres internt i prosessen. En del av naturgassen brennes for å skaffe til veie nødvendig varme til reformeringsprosessen. Ulike varianter av reformeringsprosesser som dampreformering (SR=Steam Reforming), partiell oksidasjon (POX=Partial Oxidation) og autoterm reformering (ATR=Auto Thermal Reforming) er beskrevet i [4,5].
Skala	Stor-skala beskrevet. Dagens hydrogenfabrikker basert på dampreformering har en kapasitet på ca 10 000 kg hydrogen pr time. Imidlertid kan fabrikker designes basert på autoterm reformering, og disse kan klare ca 60 000 kg hydrogen pr time [2]. For stasjonær små-skala vil virkningsgraden gå noe ned (noen prosentpoeng).
Teoretisk virkningsgrad	Kan ikke overstige 93,9 % (LHV) i en ideell prosess [4].
Tilgjengelighet av teknologi	Kommersielt tilgjengelig, etablert teknologi [5].
Utviklingspotensiale	Lite
Referanser	[1] P. L. Spath and M. K. Mann, 2001, “Life cycle assessment of hydrogen production via natural gas steam reforming”, Technical Report NREL/TP-570-27637, National Renewable Energy Laboratory [2] H. Andersen, 2002, “Large scale hydrogen production with CO_2 capture and sequestration”, Proc. 14th World Hydrogen Energy Conference [3] H. Audus, O. Kaarstad and M. Kowal, 1996, “Decarbonisation of fossil fuels: Hydrogen as an energy carrier”, Proc. 11th World Hydrogen Energy Conference [4] S. Ahmed and M. Krumpelt, 2001, “Hydrogen from hydrocarbon fuels for fuel cells”, Int. Journ. of Hydrogen Energy, Vol. 26, pp. 291-301 [5] J. N. Armor, 1999, “Review. The multiple roles for catalysis in the production of H2”, Applied Catalysis A: General, Vol. 176, pp. 159-176

Småskala-anlegg og ”on-board”-anlegg:

Innsatsfaktor	Naturgass, (el)
Ønsket produkt	Hydrogen
Utnyttbar varme	70 % av den energien i naturgassen som ikke konverteres til hydrogen antas som utnyttbar varme. Dette tallet er noe usikkert.
Utslipp	Utslipp forutsettes som for reformering uten CO_2-håndtering: 2,67 kg CO_2/kg naturgass 0,9 g NO_x/kg hydrogen 0,08 g CO/kg hydrogen 0,02 g partikler/kg hydrogen
Virkningsgrad (LHV hydrogen/ LHV naturgass)	Høyst usikker. 52 – 70% For stasjonære anlegg antas 65 %. For ”on-board”-anlegg antas 55 %.
Antakelser og anmerkninger	Stasjonære, mindre anlegg ville befinne seg ved fyllestasjonene der sluttbruker ville fylle hydrogen. ”On-board”-anlegg innebærer at sluttbruker fyller et hydrokarbon-drivstoff (f eks) bensin på tanken, og at hydrogenproduksjonen skjer på transportmiddelet etter behov.
Skala	Stor nok H2-produksjon til å drive et kjøretøy eller fartøy.
Teoretisk virkningsgrad	
Tilgjengelighet av teknologi	Lav
Utviklingspotensiale	Stort
Referanser	

C5 Gasskraftverk (Kombinert gassturbin- og dampturbinprosess)

Gasskraftverk med CO_2-håndtering:

Innsatsfaktor	Naturgass
Ønsket produkt	Elektrisitet
Utnyttbar varme	Ingen
Utslipp	Det antas en fjerningsgrad av CO_2 på 90% som vil si at kun 10% av dannet CO_2 slippes ut til atmosfæren. Da den elektriske virkningsgraden går noe ned, vil imidlertid reduksjonen i utslipp pr. kWh el være noe lavere enn 90 %. Utslipp av NOx og CO antas som for kombikraftverket uten CO_2-håndtering, men tallene pr. kWh el justeres for endret virkningsgrad. 0,267 kg CO_2/kg naturgass = 20,7 g CO_2/kWh th 15 ppmv NOx i eksos [1] = 92 mg NOx/kWh th 10 ppmv CO i eksos = 37 mg CO/kWh th
Virkningsgrad (El/LHV naturgass)	47 – 51 % [1]. (49 % valgt) 158 g naturgass forbrukes pr kWh el produsert.
Antakelser og anmerkninger	En kombinasjon av gassturbin- og dampturbinsyklus benyttes (kombikraftverk). Maksimal elektrisk virkningsgrad oppnås ved at ingen varme fra kraftverket utnyttes. Det er forutsatt at karbondioksidet fjernes fra eksosen ved kjemisk absorbsjon (aminvasking). Andre teknologier for CO_2-håndtering er tenkbare. Kompresjon av fjernet CO_2 opp til et trykk på 100 bar er inkludert i estimatet for virkningsgraden. ”Hydrokraft”-konseptet som innebærer innfanging av CO_2 før forbrenning medfører at elektrisk virkningsgrad reduseres til 44 – 47 % [1].
Skala	Gjelder storskala. Anlegget tar utgangspunkt i et ”standard” gasskraftverk på 400 MW el, men vil ha en lavere levert elektrisk effekt pga den reduserte virkningsgraden.
Tilgjengelighet av teknologi	Et slikt kraftverk er kommersielt tilgjengelig. Flere teknologier på ulike utviklingsstadier eksisterer.
Utviklingspotensiale	Potensielt kan en økning i virkningsgraden oppnås i AZEP-konseptet til Alstom Power og Norsk Hydro der brennkammeret i gassturbinen skiftes ut med en reaktor der forbrenning skjer med oksygen istedenfor luft. Virkningsgraden for denne prosessen anslås til rundt 48 – 53 % [1].
Referanser	[1] O. Bolland, R. Hagen, O. Maurstad, G. Tangen, O. Juliussen og H. Svendsen, 2002, ”Gasskraftverk med CO_2-håndtering. Studie av alternative teknologier.”, SINTEF-rapport TR A5693 (åpen) [2] S. G. Sundkvist, T. Griffin and N. P. Thorshaug, 2001, “AZEP – Development of an integrated air separation membrane – gas turbine”, Second Nordic Minisymposium on Carbon Dioxide Capture and Storage, Gøteborg. Tilgjengelig på: http://www.entek.chalmers.se/~anly/symp/symp2001.html

”Standard” gasskraftverk uten CO2-håndtering:

Innsatsfaktor	Naturgass
Ønsket produkt	Elektrisitet
Utnyttbar varme	Ingen
Utslipp	2,67 kg CO_2/kg naturgass = 207 g CO_2/kWh th = 357 g CO_2/kWh el 15 ppmv NOx i eksos [1] = 92 mg NOx/kWh th = 159 mg NOx/kWh el [2] 10 ppmv CO i eksos [1] = 37 mg CO/kWh th = 65 mg CO/kWh el [2] Naturgass fra Nordsjøen inneholder ikke svovel, så utslipp av SOx kan neglisjeres.
Virkningsgrad (El/LHV naturgass)	58 % 134 g naturgass forbrukes pr kWh el produsert.
Antakelser og anmerkninger	En kombinasjon av gassturbin- og dampturbinsyklus benyttes (kombikraftverk). Maksimal elektrisk virkningsgrad på 58 % oppnås ved at ingen varme fra kraftverket utnyttes.
Skala	Anlegget leverer en elektrisk effekt på 400 MW og tilsvarer Naturkrafts planlagte gasskraftverk på Kårstø og Kollsnes. Mindre anlegg vil ha lavere virkningsgrader.
Tilgjengelighet av teknologi	Et slikt kraftverk er kommersielt tilgjengelig
Utviklingspotensiale	Utviklingen med stadig høyere virkningsgrad for denne typen kraftverk har flatet ut, og vesentlig økning i virkningsgraden forventes ikke.
Referanser	[1] IEA Greenhouse Gas R&D Progamme, "Greenhouse Gas Emissions from Power Stations”, se webside: http://www.ieagreen.org.uk/ [2] N. A. Røkke, J. E. Hustad and S. Berg, 1993, ”Pollutant emissions from gas fired turbine engines in offshore practice – measurements and scaling”, Presented at the Int. Gas Turbine and Aeroengine Congress and Exposition (ASME paper 93-GT-170), Cincinnati, Ohio

8.3.4 Lagring og transport av energibærer

B1 Lagring og transport av hydrogen

Komprimert hydrogen (CH_2):
Følgende antas (tallene er noe usikre):
Output fra produksjonsanlegget er 100 bar.
Første trinn er altså kompresjon videre opp til 450 bar antas slik at hydrogenet lagres på en større lagertank (kan fysisk bestå av mange sammenkoblede mindre tanker). Fra denne store lagertanken fylles en tankbil (da lagertanken er stor faller trykket lite når tankbilen fylles) som så kjører til fyllestasjonen med hydrogen på 450 bar. På fyllestasjonen er det også en stor lagertank for hydrogen på 450 bar.
Neste trinn blir altså en kompresjon for å få ”tømt” tankbilens innhold over på denne lagertanken. Ettersom trykket i tankbilen faller, kreves mer og mer kompresjonsarbeid. Når trykket har falt til 100 bar i tankbilen, vil det være ulønnsomt og bruke ytterligere kompresjonsarbeid. Derfor kjører tankbilen tilbake med et hydrogentrykk på 100 bar. Det antas at alt kompresjonsarbeidet for å ”tømme” tankbilens innhold over på fyllestasjonens lagertank skjer fra 100 til 450 bar. Dette er et forsiktig estimat. Virkelig kompressorarbeid blir lavere.

Oppsummering:
Det trengs to kompresjoner.
Ved produksjonsanlegg: fra 100 til 450 bar
Ved fyllestasjon: fra 100 til 450 bar
Sluttbruker fyller hydrogen fra fyllestasjonens lagertank (som holder 450 bar) over til en tank som f eks holder 350 bar. Ergo trengs intet kompressorarbeid her.
(Se under ”komprimering” for tall på energiforbruk og utslipp)

Flytende hydrogen (LH_2):
Ved produksjonsanlegget gjøres hydrogenet flytende og lastes over på tankbil. Denne kjører til fyllestasjonen der det flytende hydrogenet pumpes opp til 450 bar og føres over på en mellom-lagertank der hydrogenet er i gassform. Fra denne tanken fyller sluttbruker sin hydrogen.
(Se under ”flytendegjøring” for tall på energiforbruk og utslipp)

Komprimering:

Innsatsfaktor	Hydrogen ved lavt trykk, elektrisitet	
Ønsket produkt	Hydrogen ved høyt trykk	
Utslipp	Ingen, forutsatt elektrisk kompressor	
Elforbruk	Gasskompresjon: 6 til 450 bar: 4,1 kWh el/kg H_2 [1] 100 til 450 bar: 1,4 kWh el/kg H_2 * * Estimat basert på tallet over (4,1) og at kompresjonsarbeidet er proporsjonalt med den naturlige logaritmen til trykkforholdet. Væskekompresjon (trykkøkning ved pumping): Aktuelt for flytende hydrogen (LH_2). 1 (?) til 450 bar: 0,3 kWh el/ kg H_2 [1]	
Skalerbarhet	Kan antas å være fullstendig skalerbar	
Tilgjengelighet av teknologi	Høy tilgjengelighet av kommersiell teknologi for lave trykk. Noe lavere tilgjengelighet for høye trykk	
Utviklingspotensiale	Begrenset	
Gravimetrisk energitetthet	Hydrogenlagringstetthet avhengig av trykk og temperatur. PV=nRT. Inkludert vekt av sylinder gir det 5 – 13 wt% hydrogen. Volumetrisk tetthet er lav for komprimert gass	
	Trykk [bar]	Lagringstetthet [vekt %]
	300	13,1
	500	10,6
	700	9,1
Volumetrisk energitetthet	Tetthet 25 °C, 1 bar	0,08988 kg/m3
	Tetthet 25 °C, 200 bar	14,60 kg/m3
	Tetthet 25 °C, 250 bar	17,53 kg/m3
	Tetthet 25 °C, 350 bar	22,68 kg/m3
Antakelser og anmerkninger	Inndeling av ulike typer sylindre for lagring av komprimert hydrogen: Type 1 – all metal cylinder Type 2 - metal liner hoop wrapped with resin impregnated continuous filament Type 3 - metal liner fully wrapped with resin impregnated continuous filament Type 4 – nonmetal liner wrapped with resin impregnated continuous filament (www.dynetek.com)	
Referanser	[1] Hydro Energy, 2002, “Well to wheel efficiency for NG to hydrogen fuel paths”, Report [2] M. Wang and D He. Full fuel-cycle greenhouse gas emission impacts of transportation fuels produced from natural gas. Technical report, SAE technical paper 2000-01-1505, SAE International, (2000). [3] U. Bünger and W. Zittel. Hydrogen storage in carbon nanostructures – still a long road from science to commerce? Appl. Phys. A. 72 147 - 151 (2001)	

Metallhydrid:

Innsatsfaktor		Hydrogen ved lavt trykk			
Ønsket produkt		Hydrogen i metallhydrid			
Biprodukt		Varme under absorpsjon, utnyttbar. Kulde under desorpsjon			
Utslipp		Ingen			
Virkningsgrad (Ønsket produkt)		Virkningsgrad H_2-H_2		Energiforbruk	
Tommelfingerestimat		95 %			
Skalerbarhet		Kan antas å være fullstendig skalerbar			
Teoretisk virkningsgrad					
Tilgjengelighet av teknologi		Prototyper eksisterer.			
Utviklingspotensiale		Ja			
Effekttetthet		N/A			
Hydrogenlagringskapasitet					
Metall	Gruppe	Hydrid	Vekt %	Trykk	Temperatur
Pd	Element	$PdH_{0.6}$	0,56	0,020 bar	298K
$LaNi_5$	AB_5	$LaNi_5H_6$	1,37	2 bar	298K
ZrV_2	AB_2	$ZrV_2H_{5.5}$	3,01	10 - 8 bar	323K
FeTi	AB	$FeTiH_2$	1,89	5 bar	303K
Mg_2Ni	A_2B	Mg_2NiH_4	3,59	1 bar	528K
TiV_2	BCC	TiV_2H_4	2,6	10 bar	313K
Mg	Element	MgH_2	7,66	1 bar	552K
NaH+Al	kompleks	$NaAlH_4$	5,55	N/A	533K
Antakelser og anmerkninger		Hydrogen lagres atomært i interstitielle posisjoner i metallet. Metallhydrider er generelt en meget sikker lagringsmåte for hydrogen. Avhengig av sammensetning kan ulike typer metallhydrider ha svært forskjellige egenskaper mht operasjonstemperatur, lagringskapasitet etc. Som en tommelfingerregel ligger operasjonstemperaturen i området som korresponderer til et ekvivalenttrykk på om lag 1 bar. Vekt % er for hydrogen i materialet. I tillegg kommer vekten av beholderen. Siden metallene er ganske tunge, vil vekten av beholderen utgjøre forholdsvis lite i forhold til vekten av hydridmaterialet.			
Referanser		[1] G. Sandrock and G. Thomas. The IEA/DOE/SNL on-line hydride databases Appl. Phys. A72 153-155 (2001) http://hydpark.ca.sandia.gov/ [2] L. Schlapbach and A. Züttel. Nature, 414, (2001). Stampfer, J.F.; Holley, C.E.; Suttle, J.F. J. Amer. Chem. Soc., 82 [1960] 3504 (299) [3] B. Bogdanovic and M. Schwickardi. J. Alloys and Compounds, 253-254, 1–9, (1997).			

Flytendegjøring:

Innsatsfaktor	Hydrogen i gassfase, elektrisk kraft
Ønsket produkt	Flytende hydrogen
Utslipp	Ingen
Elforbruk	9,5 – 14 kWh el/kg H_2 10 kWh el/kg H_2 velges.
Skala	Bare for stor skala. Ulønnsomt å gjøre hydrogen flytende i småskala med dagens teknologi.
Teoretisk virkningsgrad	70 % [3]
Tilgjengelighet av teknologi	Prototyper eksisterer
Utviklingspotensiale	Ja, men begrenset
Energitetthet	Hydrogenlagringstetthet 5 – 14wt% avhengig av hvilke teknologiske løsninger som velges. [4]
Antakelser og anmerkninger	Ved romtemperatur eksisterer hydrogen som 25% parahydrogen og 75% ortohydrogen. I flytende form eksisterer hydrogen som 100% parahydrogen. Spinnkonverteringsprosessen fra orto- til parahydrogen er eksoterm og tapet av denne prosessen øker derfor energitapet forbundet med å gjøre hydrogen flytende.
Referanser	[1] N.B. Vargaftik. Hydrogen and hydrogen compounds. In Tables of the thermophysical properties of liquids and gases, chapter 1, pp 7–8. John Wiley & sons, Inc, second Ed., (1975). [2] P. Häussinger, R. Lohmüller, and A.M. Watson. Hydrogen. In B. Elvers, S. Hawkins, M. Ravensoft, and G. Schulz, Ed., Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry, vol. A13. VCH Verlagsgesellschaft, fifth Ed., (1989). [3] M. Wang and D He. Full fuel-cycle greenhouse gas emission impacts of transportation fuels produced from natural gas. Technical report, SAE technical paper 2000-01-1505, SAE International, (2000). [4] U. Bünger and W. Zittel. Hydrogen storage in carbon nanostructures – still a long road from science to commerce? Appl. Phys. A. 72 147-151 (2001)

Lastebiltransport av hydrogen:

Innsatsfaktor	Hydrogen (energibærer), drivstoff (diesel)
Ønsket produkt	Hydrogen et annet sted (energibærer)
Utslipp	3,17 kg CO_2/ kg diesel [1] 38,9 g NOx/ kg diesel [1]
Drivstofforbruk (diesel)	Anslått til 0,30 kg diesel/ km (tur) og 30 % lavere på returen.
Transportert mengde	CH_2 (450 bar): Estimert til 1.2 tonn LH_2: Estimert til 2.8 tonn
Tilgjengelighet av teknologi	Høy tilgjengelighet av kommersiell teknologi
Utviklingspotensiale	Begrenset
Antakelser og anmerkninger	Lastebiltransport av flytende hydrogen (LH_2) og komprimert hydrogen (CH_2) er vurdert.
Referanser	[1] R.V. Beyer, R. Khalil, M. Fossum, M. G. Grønli & S. Sæther, TR A5147, ”Bioenergi; ressurser og teknologi”, Åpen SINTEF Rapport, 2000

8.3.5 Sluttbruk

A1 PEM Brenselcelle

Innsatsfaktor	Ren hydrogen, (uren hydrogen vil kunne ødelegge brenselcellen).	
Ønsket produkt	Elektrisitet (likestrøm)	
Utnyttbar varme	50 % av den energien i hydrogenet som ikke konverteres til el antas som utnyttbar varme. Dette tallet er noe usikkert. (Varme ved ca 60°C)	
Utslipp	Vann (8,94 kg vann per kg hydrogen føde).	
Virkningsgrad (El/LHV H2) estimater DoE [2]	Atmosfærisk operasjon	Trykksatt operasjon (typisk 3 barg)
10% Effekt 20% Effekt 50% Effekt (Nominell last) 100% Effekt	58 66 59 55	40 55 55 45
Effekttetthet	500 W/l og 500 W/kg (brenselcelle alene) ekskl drivstoff	
Antakelser og anmerkninger	Det er valgt PEM-basert brenselcelleteknologi. Det antas en brenselcelle med effekt 5 – 50 kW_{el}. Energi inn i form av hydrogen omsettes i brenselcellen til likestrøm (DC = direct current). Elektrisk virkningsgrad (H_2 til el) ved varierende last over året antas å være 45%. Virkningsgrad reduseres ved trykksatt operasjon (10 – 20%) på grunn av energi brukt til trykksetting av systemet (primært kompresjon av luft).	
Skala	Kan antas å være fullstendig skalerbar	
Teoretisk virkningsgrad	Gibbs energi for cellereaksjonen. Ingen Carnot begrensninger. Teoretisk virkningsgrad avtar med temperaturen [1]: $\eta = 1 - 6{,}95*10^{-5}*T$	
Tilgjengelighet av teknologi	Flere prototyper fra ulike produsenter (PlugPower (Vaillant), H-Power m fl), ikke kommersielt tilgjengelig, små serier (50 – 100 enheter) planlegges utstasjonert i boliger, produksjon antas i 2004. Ved kontakt med leverandører tilbys prototyper/utviklings-prosjekter.	
Utviklingspotensiale	Betydelig, umoden teknologi. Ventet utvikling av nye membraner (høyere driftstemperatur) og bedre katalysatorer. Levetid må forlenges betydelig.	
Referanser	[1] Fuel cell handbook (fifth edition). By EG& G Services Parsons, Inc. Science Applications International Corporation, (2000). Prepared for DOE under contract No. DE-AM26-99FT40575. [1] M.S. Wilson, S. Moeller-Holst, and C. Zawodzinski. In S. Chalk, Ed., 2000 Annual Progess Report, Transportation fuel cell power systems. Office of Transportation Technologies, U.S. Department of Energy, (2000).	

A2 Brenselcelle personbil (PEM)

Innsatsfaktor	Ren hydrogen. (Uren hydrogen vil kunne ødelegge brenselcellen).
Ønsket produkt	Mekanisk energi / Bevegelse av personbil (OPEL Zafira)
Utnyttbar varme	Varme 60°C, tas ikke med i beregning av virkningsgrad
Utslipp	Vann (8,94 kg vann / kg H_2 omsatt).
Virkningsgrad (OPEL Zafira) (arbeid på hjul/energi i hydrogen) • Europeisk kjøresyklus:	36% basert på [1], med støtte fra [2]
Skala	Kan antas å være fullstendig skalérbar
Teoretisk virkningsgrad	For brenselcellen: Gibbs energi for reaksjon. Ingen Carnot begrensninger.
Tilgjengelighet av teknologi	Flere prototyper fra ulike bilprodusenter (OPEL, DaimlerChrysler, Toyota m fl), ikke kommersielt tilgjengelig, serieproduksjon antas i 2004.
Utviklingspotensiale	Stort. Umoden teknologi. Ventet utvikling av nye membraner (høyere operasjonstemperatur) og bedre katalysatorer. Lagring av Hydrogen en flaskehals. Systemer for direkte konvertering av karbonholdige drivstoffer utvikles.
Effekttetthet	System: ca 300 W/l og ca 300 W/kg (ekskl drivstoff).
Antakelser og anmerkninger	Brenselcellebilen anvender en PEM-brenselcelle som går på hydrogen. Energi inn i form av hydrogen omsettes i brenselcellen til DC (likestrøm) og via en DC/AC konverter til elektrisitet. En elektromotor omsetter AC (vekselstrøm) til mekanisk energi (framdrift). Det antas at varmen fra brenselcellen kan benyttes til kupé-varme, men denne regnes ikke med i virkningsgraden.
Referanser	[1] Well-to Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems, A European Study, Hart World Fuels Conference – Brussels, 21 May 2002, Raj Choudhury, General Motors Fuel Cell Activities, http://www.l-b-systemtechnik.com/gm-wtw/Hart_GM-WTW_Europe_21MAY2002.pdf [2] "Well-to-Wheel energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – North American Analysis", Edited by GM, ANL, BP, Exxon/Mobil and Shell, 2001 www.transportation.anl.gov/ttrdc/publications/

A3 LCV Gassmotor

Innsatsfaktor	LCV-gass (Low Calorific Value)
Ønsket produkt	Elektrisitet
Utnyttbar varme	49 % av energien i LCVgassen (LHV).
Utslipp	CO_2-nøytral (per definisjon) 0,3 g NO_x/kWh th [1]
Virkningsgrad (El/LHV LCV-gass)	37 %
Antakelser og anmerkninger	
Skala	Elektrisk output 330 kW.
Tilgjengelighet av teknologi	Kommersiell teknologi [2].
Utviklingspotensiale	
Referanser	[1] M. Fossum, O.B. Svendsgaard, M. Barrio and J.E. Hustad, "Emissions and operational experiences from a gas engine fired with low calorific value gas and methane", 2001. Sixth Int. Conference on Technologies and Combustion for a Clean Environment [2] Tilbud på gassmotor gitt av Jenbacher Energie til Jens Hetland i SINTEF Energiforskning, 2002

A4a Naturgassmotor

Innsatsfaktor	Naturgass						
Ønsket produkt	Elektrisitet Varme						
Utslipp	CO_2, (direkte funksjon av virkningsgrad). NOx, SOx, CO, THC, partikler (teknologiavhengig dvs type motor og rensesystemer som benyttes).						
Elektrisk output	kW	3325					
Mekanisk output	kW	3464					
Tilgjengelig varme fra kjølevann	kW	1735					
Dellast							
Last	%	100	90	75	60	50	30
Elektrisk virkningsgrad	%	42,2	41,8	41,0	39,6	38,1	32,5
NOx-utslipp, spesifikt	g/kWh el	1,4	1,5	1,6	1,5	1,3	1,2
CO_2-utslipp spesifikt	g/kWh el	491	496	506	523	544	637
Skalerbarhet	Kan antas å være fullstendig skalerbar i sin klasse						
Teoretisk virkningsgrad	Begrenset av Carnot prosessen.						
Tilgjengelighet av teknologi	Kommersiell teknologi.						
Utviklingspotensiale	Ventet utvikling av økt virkningsgrad med 1,5 – 2 %.						
Antakelser og anmerkninger: Alle ytelsesdata er gitt under følgende betingelser:	- Alle tekniske data er gyldig ved 100% last, inkludert to motordrevne pumper (smøreoljepumpe og motor kjølevannspumpe). - Eksosgass rå-emisjoner er relatert til 5% O_2 innhold. - Motor ytelse og gassforbruk er iht. ISO 3046-1 (ICFN) - Gassforbruk er anvendbart for omgivelsestemperaturer i området 15 – 35˚C - Data for varmeavgivelse er basert på en toleranse på +/- 5% - Referanse drivstoff er naturgass med nedre brennverdi på 36 MJ/Nm^3 - Minimum gasstrykk til gass regulator-modulen: 4,0 barg. - Pga kontinuerlig utvikling kan noen data være endret						
Referanser:	[1]Ulstein Bergen Datablad. KVGS_G3.xls, Rev. 28.08.98.(Rolls Royce Bergen lean burn gas engine, type KV-G3, Performance data. Engine type KVGS-18G3) [2]ABB Industrie-France. Technical specification, AMG Generator 25.01.00						

A4b SOFC-brenselcelle med og uten CO_2-håndtering

Innsatsfaktor	Naturgass
Ønsket produkt	Elektrisitet
Utnyttbar varme	80 % av den energien i naturgassen som ikke konverteres til el antas som utnyttbar varme (gjelder løsningen uten gassturbin). Dette tallet er noe usikkert.
Utslipp	Gjelder løsningene uten CO_2-håndtering: 2,67 kg CO_2/kg naturgass = 58 g CO_2/MJ th = 207 g CO_2/kWh th = 207/el.virkn.grad g CO_2/kWh el Løsningene med CO_2-håndtering antas å ha null utslipp av CO_2. NOx-utslippene er minimale sammenlignet med tradisjonell gasskraft.
Virkningsgrad (El/ LHV naturgass)	SOFC uten CO_2-håndtering: 47 – 50 % [1] SOFC/GT uten CO_2-håndtering: 58 – 70 % [1] SOFC med CO_2-håndtering: 45 % [2,3] SOFC/GT med CO_2-håndtering: 60 – 65 % [2] Virkningsgradene over gjelder planlagte anlegg og kan tolkes som uttrykk for ”best potential technology”.
Antakelser og anmerkninger	En SOFC kan operere ved atmosfærisk trykk, men for å oppnå høyere elektrisk virkningsgrad kan en såkalt hybrid-løsning benyttes der brenselcellen kombineres med en gassturbin (SOFC/GT). Begge disse løsningene kan kombineres med CO_2-håndtering. En etterbrenner sørger da for at eksosgassen hovedsaklig består av vanndamp og CO_2 som enkelt skilles ved kondensasjon av vannet.
Skala	250 kW el og høyere. Ønsket effekt oppnås ved å implementere et visst antall enheter (modulær teknologi).
Tilgjengelighet av teknologi	Teknologien er under utvikling, og ikke kommersielt tilgjengelig. Dagens demo-anlegg er uten CO_2-håndtering og har oppnådd elektriske virkningsgrader på hhv. 46 % og 53 % for SOFC og SOFC/GT [4]. Shell planlegger i samarbeid med Siemens-Westinghouse et demoanlegg for SOFC med CO_2-håndtering på 250 kW el. Anlegget skal etter planen starte opp i 2003/2004 [3].
Utviklingspotensiale	Stort.
Referanser	[1] Web-side til Siemens-Westinghouse om planlagte SOFC-produkter. http://www.siemenswestinghouse.com/en/fuelcells/plannedsofc/ [2] W. K. Heidug and M. R. Haines, 2000, “Economical carbon dioxide recovery for sequestration from a solid oxide fuel cell power plant”, Proceedings of the Fifth International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-5) [3] M. R. Haines, W. K. Heidug, K. J. Li and J. B. Moore, 2002, “Progress with the development of a CO_2 capturing solid oxide fuel cell”, Journal of Power Sources, Vol. 106, pp. 377-380 [4] Web-side til Siemens-Westinghouse om eksisterende SOFC-demonstrasjonsanlegg. http://www.siemenswestinghouse.com/en/fuelcells/demo/

A5/6 Opel Zafira

Opel Zafira leveres med bensin- eller dieselmotor. En CNG modell er lansert for det tyske og italienske markedet. Prototyper finnes for brenselcelle drift (eget faktaark)

Innsatsfaktor	Drivstoff: Bensin, Diesel eller CNG (Ikke i samme modell)
Ønsket produkt	Mekanisk energi til fremdrift
Utnyttbar varme	Noe kan utnyttes til oppvarming av kupe. Dette er ikke tatt med i beregning av virkningsgrad.
Utslipp(tank-to-wheel)	CO_2, NO_x, CO, SO_x, partikler Bensin / Diesel / CNG CO_2 [g/km] (År 2010): 170 / 152 / 138 Utslippskrav Euro 3 / 4 [1] (År 2000 / 2005) NO_x [g/km]: 0,15 / 0,08 / 0,50 / 0,25 / Krav for CNG er ikke spesifisert, men møter kravene for bensin. Partikler [g/km]: - / - / 0,05 / 0,025
Virkningsgrad (2010) Amerikansk kjøresyklus [2]	Bensin / Diesel / CNG 16,7% / 19,4% / 16,7%
Teoretisk virkningsgrad	Carnot-begrenset
Tilgjengelighet av teknologi	Bensin og Diesel kommersielt tilgjengelig CNG lansert i Tyskland og Italia
Utviklings-potensiale	Moden teknologi, men en viss utvikling er ventet for forbrenningsmotorer
Antakelser og anmerkninger	Virkningsgrad basert på amerikansk kjøresyklus [2], mens energibehovet er basert på europeisk kjøresyklus [3]. (Pga tilgjengelighet på informasjon). Basert på de to kildene er energibehovet på hjulene estimert til 0,4 MJ/km. For NOx og partikkel utslipp er det tatt utgangspunkt i utslippskrav (Euro 4)
Referanser	[1] EU direktiv 98/69/EC http://www.dieselnet.com/standards/eu/ld.html [2] "Well-to-Wheel energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems – North American Analysis", Edited by GM, ANL, BP, Exxon/Mobil and Shell, 2001 www.transportation.anl.gov/ttrdc/publications/ [3] "Well-to Wheel Analysis of Energy Use and Greenhouse Gas Emissions of Advanced Fuel/Vehicle Systems", A European Study, Hart World Fuels Conference – Brussels, 21 May 2002, Raj Choudhury, General Motors Fuel Cell Activities, http://www.l-b-systemtechnik.com/gm-wtw/Hart_GM-WTW_Europe_21MAY2002.pdf

8.4 BRENSELCELLETYPER

Tabell 8-6: Tabellen gir en oversikt over de 5 ulike brenselcelletypene, deres spesielle egenskaper inkl fordeler og ulemper.

Type	AFC	PEMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Elektrolytt	KOH(aq)	Sulfonert polymer	H_3PO_4(aq)	K_2CO_3-Li_2CO_3(l)	ZrO_2-Y_2O_3(s)
System-virkningsgrad (%)	50-60 %	Ca 45 %	35-45 %	47 % el (i dag) Totalt: 60-80 % (el + varme)	ca 50 % el Hybrid (GT): 60-70 % el
Drifts-temperatur (°C)	80-100	70-90 (trykksatt: opp til 130)	150-210	600-1000	650-1000
Drivstoff **Anode reaksjon**	Ren H_2 $H_2+2OH^- = 2H_2O+2e^-$	Ren H_2 $H_2=2H^++2e^-$	H_2 $H_2=2H^++2e^-$	H_2, CO, CH_4 og lette hydrokarboner $H_2+CO_3^{2-} = H_2O+CO_2+2e^-$	H_2, CO, CH_4 og lette hydrokarboner $H_2+O^{2-} = H_2O+2e^-$
Katode reaksjon	$1/2O_2+H_2O+2e^- = 2OH^-$	$2H^++2e^- +1/2O_2=H_2O$	$2H^++2e^- +1/2O_2=H_2O$	$CO_2+2e^- +1/2O_2=CO_3^{2-}$	$1/2O_2+2e^-=O^{2-}$
Fordeler	Billige materialer, CO tolerant anode, høy effektivitet	Høy energitetthet, lang levetid demonstrert, lav temperatur, rask oppstart	Veletablert teknologi, kan bruke uren H_2 som drivstoff	Intern NG reformering, høykvalitets varme	Intern NG reformering, høykvalitets varme, lang levetid
Ulemper	Korrosiv flytende elektrolytt, CO_2 intolerant Svært lav energitetthet	CO intolerant, dyre materialer, komplisert vannbalanse	Store og tunge, lav virkningsgrad og ytelse	Høy temperatur øker korrosjons-problemene og framskynder nedbrytning av materialer	Dyre materialer, høy temperatur øker korrosjons-problemene og framskynder nedbrytning av materialer
Status for utviklingen	Har vært bruk på romferder. Utviklet for transport av ZeTek, kun små systemer	Demosystemer på opp til 250kW; både stasjonært og for transport.	Kommersielt tilgjengelig siden 1993, mer enn 200 enheter200kW 11 MW anlegg testet (Japan)	Demosystemer på opptil 2 MW er demonstrert	Enheter på opptil 100 kW er demonstrert

8.5 BEREGNING AV BULKTRANSPORT AV ENERGIBÆRERE PÅ VOGNTOG

Tabell 8-7: Bulktransport.

Bulktransport (standard 50 tonns vogntog)

34000 Maksimal masse av last (kg)
40 Maksimal volum av last (m^3)
50000 Maksimal vekt for vogntog (kg)

Energibærer	Effektiv volumandel	Effektiv vektprosent	Tetthet [kg/m^3]	Volumbegrenset lastmengde [kg]	Massebregrenset lastmengde [kg]
CH2, 450 bar	50 %	11 %	29	1166	3740
LH2	70 %	10 %	70	2800	3400
MH	100 %	2 %	7000	280000	680
CNG, 300 bar	60 % ?		216	8640	#VALUE!
LNG	90 %	90 %	437	17480	30600
Biomasse	50 %	100 %	650	26000	34000
Bensin	100 %	100 %	750	30000	34000
Diesel	100 %	100 %	850	34000	34000

Energibærer	Volum begrenset?	Transportert mengde pr.vogntog [kg]	Transportert energime [MWh] LHV	Brennverdi kWh/kg
CH2, 450 bar	Ja	1166	38,9	33,33
LH2	Ja	2800	93,3	33,33
MH	Nei	680	22,7	33,33
CNG, 300 bar	Ja	8640	227,2	13
LNG	Ja	17480	338,0	13
Biomasse	Ja	26000	137,8	5,3
Bensin	Nei	34000	414,8	12,2
Diesel	Nei	34000	408,0	12