

Stiftelsen SINTEF

Postadresse:
Postboks 4760 Sluppen
7465 Trondheim

Sentralbord: 7359 3000
Telefax: 7359 3350

www.sintef.no
Foretaksregister:
NO 948 007 029 MVA

Notat

Hydrogen verdikjeder og potensial

Undertittel

VERSJON

5

DATO

2016-05-25

FORFATTERE

Steffen Møller Holst, Magnus Thomassen,
Petter Nekså, Asgeir Tomasgard, Grethe Tangen, Svend T Munkejord, Kristin Jordal,
Partow P. Henriksen

OPPDRA GSGIVER

Grønn Konkurranseskraft

OPPDRA GSGIVERS REF.

Per Sandberg

PROSJEKTNR

Prosjektnummer

ANTALL SIDER OG VEDLEGG:

29 + vedlegg

SAMMENDRAG

I dette notatet har SINTEF sammenfattet teknologistatus for hydrogenproduksjon for de antatt to viktigste energikjedene for Norge i framtiden:

- 1) ved vannelektrolyse basert på elektrisitet fra fornybare energikilder og
- 2) fra naturgass med karbonfangst og lagring.

Mulige synergier mellom dem er også belyst.

Notatet omtaler deretter barrierer og virkemidler for å utløse potensialet og munner ut i en beskrivelse av muligheter for verdiskaping i Norge.

Kraftoverskuddet vi allerede har i Norden, og forventningen til ytterligere økning knyttet til det svensk-norske grønne sertifikatmarkedet, kan eksporteres i form av hydrogen. Videreforedling av norske gassressurser til hydrogen for eksport representerer i volum et langt større potensial. Ved tilrettelegging fra myndighetenes side kan verdiskapingen på området komme til å bli i minst 100 mrd kr/år.

Totalt sett utgjør introduksjonen av hydrogen i de globale energi- og transport-systemene en stor mulighet for Norge til fortsatt stor verdiskaping basert på egne energiressurser, lang erfaring og høy kompetanse. Hydrogen utgjør i så måte kanskje Norges potensielt største bidrag til lavutslippssamfunnet i en internasjonal kontekst.

UTARBEIDET AV

Hovedforfatter

SIGNATUR

GODKJENT AV

Prosjektansvarlig

SIGNATUR

PROSJEKTNOTAT NR

Prosjektnotatnummer

GRADERING

Åpen

Innholdsfortegnelse

1	Oppsummering og anbefalinger	3
1.1	Oppsummering	3
1.2	Anbefalinger:.....	4
2	Rammeverk og avtaler	4
3	Teknologistatus	5
3.1	H2 fra elektrolyse- marked/volum- effektivitet-kostnader	7
3.1.1	Dagens marked	7
3.1.2	Markedsutvikling	7
3.1.3	Effektivitet og kostnader	7
3.2	Damp- reformering av metan og potensial for hydrogenproduksjon	8
3.3	CCS, CO ₂ fangst, transport og lagring.....	8
3.3.1	CO ₂ fangst.....	8
3.3.2	CO ₂ -transport.....	9
3.3.3	CO ₂ lagring.....	9
4	Verdikjeder	10
4.1	Hydrogen fra fornybar energi, ukontrollerbare og kontrollerbare.....	12
4.2	Hydrogen fra naturgass med CCS	13
4.2.1	Infrastruktur CO ₂ -transport og -lagring.....	14
4.2.2	Storskala transport av hydrogen	14
4.2.3	Innblanding av hydrogen i naturgass.....	14
4.3	Synergier mellom verdikjedene og integrerte kjeder	14
5	Barrierer og virkemiddel for å utløse potensial.....	16
5.1	Drivstoff i transportsektoren	16
5.2	Industriell bruk av hydrogen	17
5.3	Storskala eksport av hydrogen.....	18
6	Muligheter for økt verdiskapning basert på identifiserte verdikjeder	18
6.1	Leverandør av hydrogenteknologi.....	19
6.1.1	Hydrogenproduksjonsteknologi	19
6.1.2	Trykktanker for hydrogen	19
6.2	Tidligmarked for hydrogenkjøretøyer.....	19
6.3	Storskala produksjon og eksportør av hydrogen i et 2020–2030-perspektiv.....	21
6.3.1	Hydrogeneksport til Europa.....	22
6.3.2	Hydrogeneksport til Japan.....	23
6.4	Sammenfatning av verdiskapingspotensialet og anbefalinger	25

1 Oppsummering og anbefalinger

1.1 Oppsummering

Hydrogen er en energibærer som kan produseres fra alle energikilder, fossile så vel som fornybare. I framtidens energisystem kan hydrogen supplere elektrisitet og bidra til økt utnyttelse av ikke-kontinuerlige fornybare energikilder som sol, vind og småkraft, samt utnyttelse av fossile energikilder på en miljøvennlig måte om CCS utføres ved produksjonen. I tillegg kan hydrogen benyttes som nullutslippsdrivstoff i transportsektoren og til stasjonær varme- og kraftproduksjon og dermed frikople energibruk fra CO₂-utslipp. Hydrogen kan også erstatte fossile energibærere i industrielle prosesser. Pr i dag er nær all hydrogenbruk knyttet til nettopp industrielle anvendelser.

Infrastruktur for transport og bruk av hydrogen kan imidlertid deles uavhengig av produksjonsmetode og hydrogen kan så brukes til industriformål, som drivstoff i transport og også indirekte til å dekke alminnelig kraft-, varme- og kjølebehov lokalt.

For Norge handler hydrogen om:

- Lavutslippsmobilitet, for å nå utslippsmål i transportsektoren (biler, nyttekjøretøy, skip og tog)
- Innsatsfaktor for produksjon av materialer i industrien – og derigjennom bidrag til lavere klimautslipp
- Salg av "raffinert" naturgass fra Norge- verdiskaping og sikring av verdien av nasjonale ressurser
- Utnyttelse av innestengte energiressurser fra vann-, vindkraft og fossile kilder.
- Verdiskaping basert på produkter, tjenester og kunnskap gjennom en tidlig introduksjon og etablering av et hjemmemarked for hydrogen. Dette vil danne grunnlag for næringsutvikling i form av produksjon og eksport av eksempelvis komponenter (gasstanker) og prosesser (hydrogenseparasjon) i hydrogenverdikjeden, komplette systemløsninger (som f.eks. hydrogenstasjoner) og hydrogendrevne skip.

Markedet for hydrogenteknologi etableres nå, og Norge har gode forutsetninger for og betydelige muligheter til å ta del i verdiskapingen. Vi har en egeninteresse i å bidra til at hydrogen fases inn som et supplement til elektrisitet som energibærer. Stor skala anvendelse av hydrogen i Europa vil kreve stor hydrogenimport og vi vil kunne tilby dette- både fra avkarbonisert naturgass og fra fornybare kilder. Introduksjon av hydrogen er derfor viktig, slik at man kan høste erfaring fra bruk i lokal/regional skala og utvikle nye produkter og konsepter.

I dag eksporterer Norge omlag 110mrd SM³ gass/år til utlandet. Dette tilsvarer en energimengde på omlag 1200TWh som omsatt til hydrogen med CO₂ håndtering kan utgjøre omlag 600-800 TWh CO₂ fri høyverdig energi. For distribuert produksjon vil imidlertid elektrolyse spille en større rolle da CO₂håndtering lokalt normalt ikke er et alternativ. Vår vannkrafteksport utgjør i et normalår til sammenligning omlag 15-20TWh, men med det svensk-norske grønne sertifikatmarkedet forventes kraftoverskuddet å øke betydelig. Det er derfor også muligheter for hydrogeneksport basert på elektrisitet fra ikke-kontinuerlige, fornybare kilder som for norske forhold i praksis vil være fra vind- og småkraft. Norge har svært store, uutnyttede fornybare energiressurser. Teknisk utnyttbart vil det likevel på langt nær kunne matche de fossile gassressursene. De kan likevel spille en viktig rolle i samspill med fossilbasert hydrogen ved å trekke nytte av den samme infrastrukturen for distribusjon og sluttbruk.

1.2 Anbefalinger:

Vi mener det ligger et stort grønt verdiskapingspotensial for Norge ved å ta aktivt del i introduksjonen av hydrogen i fremtidens energi- og transportsystem. Dette oppsummerer seg slik:

Det bør legges til rette for Norge som tidligmarked for lavutslippskjøretøy inkludert hydrogen ved å:

- Etablere insentiver som kan bidra til etablering av en basis infrastruktur av hydrogenstasjoner
- Opprettholde virkemidler for innfasing av nullutslippskjøretøy, også for nyttekjøretøy inntil markedet kan operere etter kommersielle prinsipper, anslagsvis inntil det finnes 50 000 hydrogenbiler på veiene
- Stille krav til andel 0-utslippskjøretøy i offentlige anskaffelser av kjøretøy og transporttjenester
- Styrke Enovas støtteordninger innen hydrogenteknologi gjennom neste 4-årsavtale (2017-2020)
- Øke støtten til transportforskning for å sikre verdiskaping knyttet til lavutslippsmobilitet
- Legge til rette for involvering av norske industrielle aktører og dermed bane vei for økt konkurransekraft internasjonalt for produkter, tjenester og kompetanse fra Norge.

Norge som produsent og eksportør av hydrogen i stor skala:

- Utrede potensialet for storskala eksport av bærekraftig hydrogen fra Norge både basert på videreforedling av naturgass med karbonfangst og lagring, og fra fornybare energikilder.
- Finansiere noen større introduksjonsprosjekter for hydrogenproduksjon for innenlands bruk så vel som for eksport til Europa gjerne i samarbeid med hovedsamarbeidsland for norsk gasseksport (England, Tyskland, Nederland, Belgia)
- Etablere dialog på det politiske plan med europeiske og eksempelvis japanske myndigheter med sikte på strategiske samarbeid innenfor hydrogen. Samarbeidet kan ha form av forskerutveksling og mobilitetsprogrammer, felles demonstrasjon og gjennomføring av prosjekter og kommersielle avtaler om levering av hydrogen og hydrogenteknologi. Det er selvsagt avgjørende at de store industrielle aktørene i Norge tar aktivt del i slik etablering.
- Etablere en helhetlig hydrogenstrategi for Norge- se anbefalinger under lav- og nullutslippsmobilitet.

Totalt sett utgjør introduksjonen av hydrogen i de globale energi- og transportsystemene en stor mulighet for Norge til fortsatt stor verdiskaping basert på egne energiresurser, lang erfaring og høy kompetanse. Hydrogen utgjør i så måte kanskje Norges potensielt største bidrag til lavutslippssamfunnet i en internasjonal kontekst.

2 Rammeverk og avtaler

Norge er underlagt flere internasjonale utslippsavtaler og har også inngått nasjonale avtaler om begrenning av utslipp – det være seg klimagasser, nitrogenoksider, partikler og svovel. Nasjonalt er det inngått to klimaforlik i Stortinget som definerer en reduksjon på 15-17 millioner tonn CO₂ ekvivalenter per år innen 2020 basert på en referansebane og klimanøytralitet innen 2050. Norge bidrar betydelig til Regnskogsfondet for å redusere avskoging og verne tropisk regnskog. Dette bidrar til å binde karbon og redusere rovdrift på regnskogsområder.

Gjennom Paris avtalen (COP21) har Norge meldt inn 40 % reduksjon av klimagasser innen 2030. Dette er identisk med EUs målsetting og Norge skal gå i dialog med EU om hvordan man samlet skal innfri målet. For sektorer innenfor EU ETS vil 2030-kuttene av klimagassutslipp være omtrent 43 %, mens tilsvarende tall

for sektorene utenfor er 30 % på EU-nivå. For hvert enkelt land skal utslippene utenfor kvotesystemet bestemmes ved forhandlinger og i Norge må vi nok regne å måtte kutte med opp mot 40 % reduksjon. Det forhandles med EU om fleksible mekanismer for ikke-kvotepiktig sektor som kan muliggjøre samarbeid mellom land også her. Norge har hittil regnet med utslippsreduksjoner i netto tilvekst av skog (biologisk CO₂ fiksering) samt benyttet seg av kvotekjøp gjennom den grønne utviklingsmekanismen (CDM). Disse metodene vil det ikke bli mulig å anvende seg av og få kreditt for etter 2020 dersom Norge fullt ut slutter seg til EUs klimapolitikk.

Vi er også underlagt EUs fornybardirektiv hvor Norge har en målsetting på 67,5 % fornybar andel innen kraftproduksjon, oppvarming/kjøling og drivstoff. For å nå dette målet deltar Norge i et el- sertifikatmarked i samarbeid med Sverige som skal øke produksjonen av fornybar kraft med 26.4 TWh innen 2020.

Norge er i praksis nær 100 % fornybar i kraftproduksjon til alminnelig bruk (97 %). Vi har imidlertid betydelig og økende andel utslipp knyttet til petroleumsaktiviteten (78 % økning siden 1990) og transport (38 % økning siden 1990). Noen av disse utslippene faller inn under kvotesystemet mens andre ikke gjør det. Basert på EU og Norge sine ambisjoner, er det sikkert at en større omlegging av samfunnet må finne sted og at dette representerer en mulighet for verdiskaping i Norge basert på naturgitte fordeler og kompetanse. Det er også hevet over enhver tvil at når EUs utslipp skal kuttes med 80-90 prosent mot 2050, må mer og mer av utslippskuttene tas lokalt. Med tanke på klimaufordringen, er det essensielt at de 'lokale' utslippskutt vi gjør i Norge, enten er en del av en langsiktig omstilling av det norske samfunnet, for eksempel energieffektivisering, eller fører til globale utslippskutt utover det vi allerede har forpliktet oss til i kvotesystemet EU ETS. Dette kan for eksempel gjøres via utslippskutt i transportsektoren. Det blir ofte sagt at forskjellen mellom en trussel og en mulighet er på hvilket tidspunkt du oppdager den. Det å være tidlig ute kan dermed vise seg å øke potensialet for verdiskaping, slik vi nå er vitne til innen elektrifisering av transport.

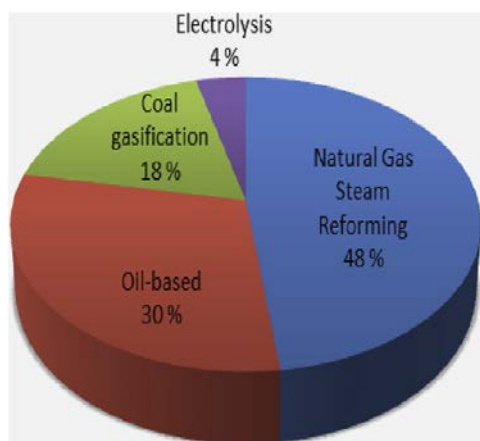
Hydrogen er en energibærer som i dag primært anvendes i industrielle prosesser. Per i dag er bruken av hydrogen i transportsektoren liten, men man ser for seg en betydelig økning i bruk både innen transport og for kraftproduksjon i den stasjonære energisektoren. Hydrogen kan også tenkes brukt i økende grad for alminnelig bruk i bygninger i Europa og andre steder. Per i dag er produksjonen av hydrogen på omlag 7.2EJ/år. Til sammenlikning står fossile brensel i dag for omlag 420 EJ/år. IEA forventer en økning i hydrogenbruken med en faktor 2,5 til 5 til i størrelsesorden 10-35 EJ/år i 2050 for å være innenfor 2 graders scenariet, alt ettersom hvilke teknologiruter som forfølges. Transport, industri og bygninger står for de største andelene av sluttbruk.

Ved bruk i brenselceller gir hydrogen hverken utslipp av klimagasser eller lokale miljøutslipp, da restproduktet er rent vann. Ved forbrenning av hydrogen i forbrenningsmotorer eller gassturbiner, kan det imidlertid dannes termisk NO_x, da flammtemperaturen er høyere enn f.eks. for naturgass. For å fremskaffe hydrogen kan man benytte elektrisitet fra ulike fornybare energikilder (så som sol, vind og vannkraft), fossile kilder som naturgass, olje og kull eller biomasse. Hydrogen kan også framstilles direkte fra sollys ved fotoelektrokjemiske prosesser. Det er stor aktivitet i å videreutvikle disse teknologiene for å øke virkningsgraden og redusere det totale klima- og miljøavtrykket. Det er i så måte ikke uvesentlig om hydrogen produseres fra solenergi, fra vannkraft eller fra den gjennomsnittlige kraftmiksen i Europa. På samme måte vil hydrogen produksjon fra fossile brensel måtte utstyres med CO₂ håndtering (CCS) for å kunne ansees som bærekraftig. I et lengre tidsperspektiv skal konvensjonell bruk av fossil energi fases ut til fordel for fornybare og nullutslippsalternativer, og energien skal benyttes på en mest mulig effektiv måte.

3 Teknologistatus

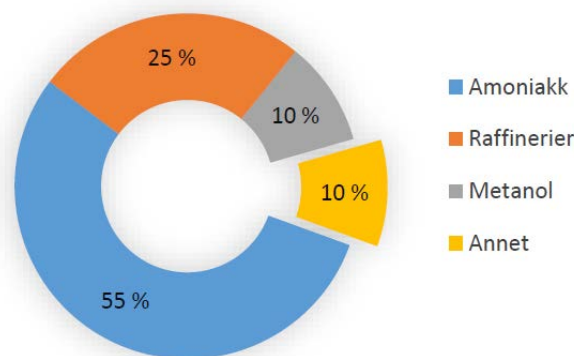
Hydrogen inngår som et viktig råstoff i flere veletablerte, industrielle prosesser, som for eksempel i oljeraffinering og kunstgjødselproduksjon. Globalt produseres det i dag mer enn 50 millioner tonn hydrogen

årlig, fra forskjellige kilder, omtrent 96 % fra fossile, hvorav naturgass utgjør den største andelen, som vist i Figur 1.



Figur 1. Globalt produksjon av hydrogen fra forskjellige kilder (IEA2015).

Globalt hydrogenforbruk



Figur 2. Globalt forbruk av hydrogen i kjemiske prosesser.

Hele 90 % av forbruket er fordelt på 3 industrisegmenter, som vist i Figur 2. De resterende 10 % av det totale forbruket, fordeler seg på en rekke forskjellige industrier og applikasjoner, slik som produksjon av matvarer og medisiner, elektronikk og metallurgisk industri og transport og energilagring. Store mengder hydrogen benyttes altså i dag til raffinering og innen produksjon av ammoniakk. Denne produksjonen må på sikt dekarboniseres. Hvorvidt lokal produksjon med CCS eller sentral produksjon av hydrogen med transport til fabrikkene vil være mest kostnadseffektivt, avhenger av rammebetingelsene. Storskalafordeler peker imidlertid i retning av at kostnadene med å håndtere karbon i sentrale anlegg vil være lavere enn i mindre skala.

Enkelte fremtidsscenarioer angir en meget omfattende og økt bruk av hydrogen innen industriell sektor, og antyder også at dette kan bli nødvendig om utslippsreduksjonene innen transport og industri skal kunne nås (IEA, 2012). Foruten de eksisterende bruksområdene for hydrogen i industrien kan en tenke seg økt bruk innen flere områder, blant annet til kraftproduksjon og innen metallindustrien. Utvikling av gassturbiner for hydrogenforbrenning har foregått over mer enn ett tiår (General Electric++). Man har fokusert mye på materialtekniske problemstillinger, og er nå kommet et godt stykke på vei. Utfordringene er knyttet til kontroll av forbrenningsprosessen, reduksjon av NO_x-utslipp og samtidig opprettholdelse av effektiviteten (Voldsund *et al.*, 2016). Japanske Kawasaki Heavy Industries lyktes med innblanding av opptil 60 % hydrogen og forventer at denne teknologien vil bli tilgjengelig for ren hydrogen til dette formål innen relativt kort tid. Andre er av den oppfatning at betydelig videreutvikling er påkrevd påfulgt av utprøving i pilotskala. I alle henseende gjenstår verifisering i full skala.

Basert på lovende resultater fra en forstudie utført av SINTEF for Berlevåg kommune i 2015, er det nå satt i gang et Feasibility studium for Varanger Kraft, med støtte fra Innovasjon Norge. Ledende nasjonal og internasjonal industri er involvert. Forstudien viste at lave kraftpriser på innestengt vindkraft fra Raggovidda vil kunne danne grunnlag for en bærekraftig forretningsmodell for hydrogenproduksjon for transportformål (Møller-Holst, 2015).

Om hydrogen produsert fra naturgass med CCS er konkurransedyktig med produksjon fra elektrolyse vil avhenge av effektivitet og kostnader i alle produksjonsledd, gassreforming, CO₂ fangst, transport og lagring, gassrensing til egnet kvalitet og bearbeiding for transport i flytende, komprimert eller annen form.

For Norge kan dette gi spesielle fortrinn og gode muligheter for verdiskapning siden vi har gode muligheter for produksjon nær gasskilden og tilsvarende lagringsmulighet for CO₂ (Berstad og Nekså, 2015).

3.1 H₂ fra elektrolyse- marked/volum- effektivitet-kostnader

3.1.1 Dagens marked

Hydrogen produsert ved elektrolyse av vann utgjør omtrent 4 % av det totale volumet globalt, eller om lag 2 millioner tonn per år. Sammenliknet med hydrogen fra fossile kilder, er elektrolysebasert hydrogen i utgangspunktet meget rent og trenger lite/ingen rensing. Elektrolysebasert hydrogen er ikke begrenset til et spesifikt marked/anvendelsesområde, men benyttes der hvor det er kostnadseffektivt i forhold til alternativene, hvilket i stor grad avgjøres av strømpris, krav til renhet til hydrogen og avstand til nærmeste fossilbaserte hydrogenproduksjonsenhet.

I dag brukes begrensede mengder hydrogen fra elektrolyse i energirelaterte applikasjoner slik som nullutslippstransport og energilagring. Et område som er i vekst er området "power to X" hvor hydrogen fra elektrolyse brukes for å integrere fornybar elektrisitet med produksjon av energibærere (X) slik som hydrogen eller syntetisk metan, eller andre kjemikalier slik som metanol eller butanol. Karbonet kan her komme fra CO₂. Rundt 50 demonstrasjonsanlegg er i dag i drift og de siste prosjektene anvender elektrolysører i MW skala (ref. Siemens anlegg i Mainz).

3.1.2 Markedsutvikling

Hydrogen fra vannelektrolyse er i flere studier^{1,2,3} de siste årene identifisert som en egnet energibærer som kan gjøre det mulig å omdanne elektrisitet til drivstoff for nullutslippstransport, som en karbonfri innsatsfaktor i kjemisk industri og som energilagringsmedium i naturgassnett. På grunn av den voksende andelen uregulerbar, fornybar kraft er det sannsynlig at dette markedet vil vokse betydelig de neste 10-20 årene og nå flere titalls GW installert kapasitet i Europa innen 2030⁴. Fram mot 2050 er markedet anslått til å kunne nå over 100 GW installert kapasitet.

3.1.3 Effektivitet og kostnader

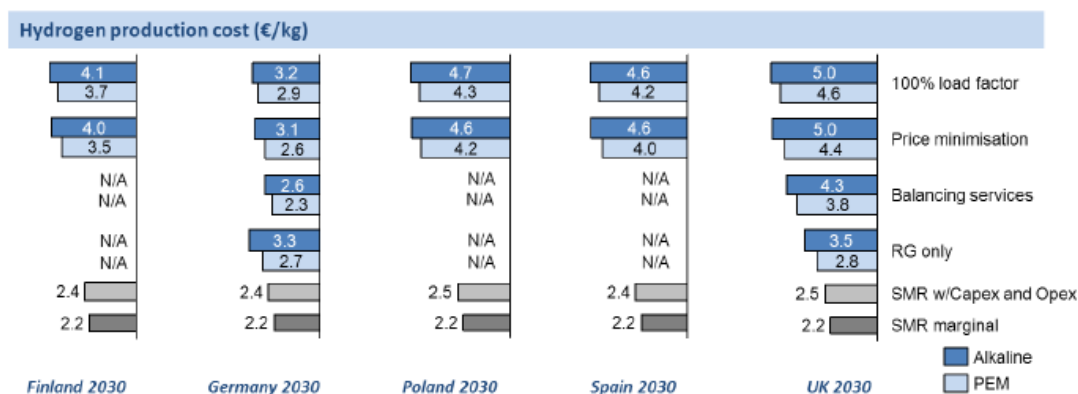
Selv om vannelektrolyseteknologien har vært under industriell utvikling i omtrent 100 år, er det fortsatt store rom for forbedringer, både mnt. kostnader og i effektivitet. Den europeiske elektrolysestudien fra 2014² anslår at kostnadene for de to mest utbredte elektrolyseteknologiene (Alkalisk og PEM) vil falle med henholdsvis 50% og 65% i perioden fram mot 2030. I samme periode forventes energiforbruket å falle fra omtrent 55 kWh/kg i dag til rundt 50 kWh/kg i 2030, hvilket tilsvarer en effektivitet på 66 % (LHV). Hvis disse forventningene til utvikling holder stikk, vil man i 2030 kunne produsere hydrogen ved elektrolyse til en hydrogenkostnad på mellom 20 og 40 NOK/kg, avhengig av kostnaden for strømmen som benyttes, noe som er i samme område som hydrogen fra naturgass (se Figur 3).

¹ DNV KEMA Energy & Sustainability: "Systems Analyses Power to Gas", Final Report, June 2013.

² E4tech Sàrl with Element Energy Ltd for the Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking: "Development of Water Electrolysis in the European Union", Final Report, February 2014.

³ International Energy Agency (IEA): "Technology Roadmap Energy Storage", Report, March 2014.

⁴ 1 GW kapasitet (f.eks. form av vindkraft) tilsvarer omtrent 150 000 tonn hydrogen årlig.



Figur 3: Kostnader for hydrogenproduksjon for alkalisk og PEM elektrolyse i ulike elektrisitetstmarkeder i 2030 sammenlignet med reformering av naturgass¹.

3.2 Damp- reformering av metan og potensial for hydrogenproduksjon

Katalytisk dampreformering av naturgass (steam methane reforming (SMR)), der metan (CH₄) er hovedbestanddelen, er den dominerende og mest kostnads- og energieffektive metoden for kommersielt å produsere bulk hydrogen (H₂) i storskala. Dette gjøres i dag i et omfang som tilsvarer omtrent 48 % av global produksjon. De andre store kildene for H₂ er baserte på kull og olje. I SMR prosessen omdannes metan med vanddamp i mangleørers reaktorer ved høye temperaturer (700 – 1100 °C) over nikkelbaserte katalysatorer for å danne karbonmonoksid (CO) og hydrogen. Ytterligere H₂ oppnås med den påfølgende vann-gass-skift reaksjonen ved å skifte vann katalytisk med det produserte karbon monoksidet.

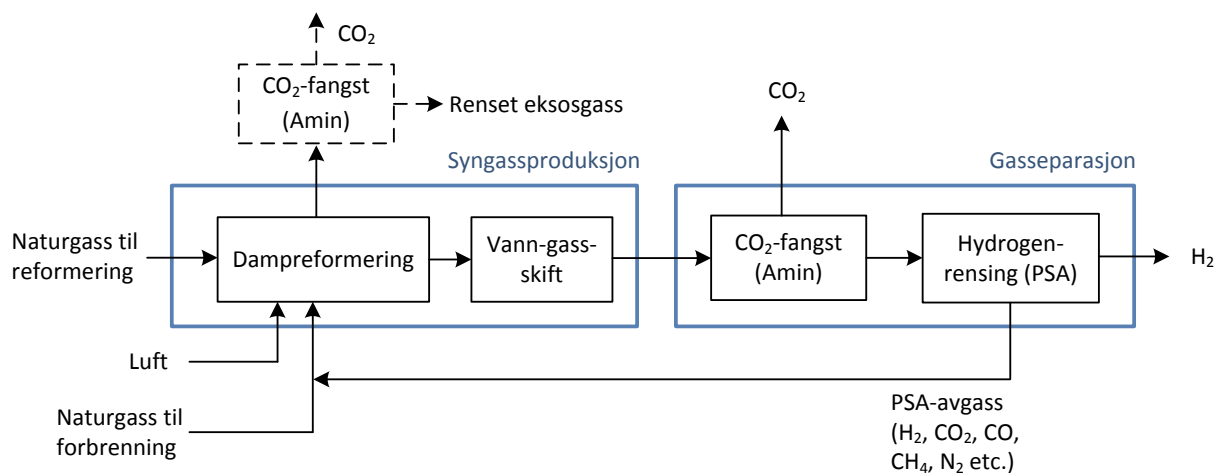
Omlag 50 % av det produserte hydrogenet har sin opprinnelse fra vannet og en tilsvarende andel fra det H₂-rike metanmolekylet. Den mengden energi som kreves i praksis i stor-skala SMR er typisk 2 - 2.5 kWh/Nm³ H₂ ved en effektivitet i området 70 – 80 %. Den teoretisk energimengden som kreves er noe lavere, ca. 0.78 kWh/Nm³, men er vanskelig å oppnå pga. ulike praktiske tap, spesielt ved varmeoverføring og varmeutnyttelse generelt. Den eneste måten å opprettholde en tilsvarende effektivitet og redusere kostnader relativt til SMR er å anvende væskefase føde (propan, ulike typer oljer).

3.3 CCS, CO₂ fangst, transport og lagring

Da hydrogen i dag hovedsakelig produseres fra fossile kilder og er det viktig å adressere CO₂-fangst, transport og lagring i det totale bildet for å kunne realisere bærekraftig fremtidig H₂-produksjon.

3.3.1 CO₂ fangst

Kommersiell teknologi finnes allerede i dag for å produsere ren hydrogen fra fossile kilder i kombinasjon med CO₂-fangst. Den vanligste teknologien er SMR fulgt av vann-gass-skift som beskrevet i delkapittel 3.2. CO₂ og hydrogen kan deretter separeres, i to separate prosesser (Figur 4). Typisk ville man bruke aktivert MDEA (et amin) for fangst av CO₂ før rensing av hydrogen foretas med PSA (Pressure Swing Adsorption). Begge teknologiene er velkjent og kommersielt tilgjengelige. Nylig har Air Liquid installert sin Cryocap teknologi (Ref: <https://www.airliquide.com/connected-innovation/cryocap-co2-cold-capture-system-unlike-any-other-in-the-world>) for CO₂ fangst etter dampreformering som erstatter amin-teknologien i Figur 4.



Figur 4: SMR og CO₂ fangst

Det foregår mye teknologiutvikling relatert til CO₂-fangst og hydrogenrensing både i Norge og internasjonalt, med fokus på økt energieffektivitet, lavere kostnader, enklere drift, samt kombinasjon av CO₂-fangst og hydrogenseparasjon i én prosess. Teknologier som Absorpsjon, Adsorpsjon, Membraner og Flytendegjøring for CO₂-fangst, og Adsorpsjon og Membraner for hydrogenrensing blir utviklet. Avansert hydrogenproduksjon kombinert med CO₂-fangst som; Membranreaktorer, *Sorption-enhanced* hydrogenproduksjon, og *Chemical looping* hydrogenproduksjon er også i blant teknologier under utvikling med muligheter for verdiskaping i Norge.

3.3.2 CO₂-transport

I dag blir 50 millioner tonn CO₂ transportert i rørledninger i USA hvert år for økt olje- og gassutvinning. Det finnes også en undervanns transportledning knyttet til Snøhvit-feltet. CO₂ til næringsmiddelformål blir transportert i små skip. CO₂-transportkostnadene i et CCS-system er grovt anslått til 10–20 euro/tonn. Slik sett vet vi at CO₂ lar seg transportere, men det gjenstår utfordringer når det gjelder å utforme CCS-systemet slik at det både blir helt trygt og mest mulig økonomisk. Som de fleste infrastrukturoppgaver, bør det være et samfunnsansvar å få etablert slik transport. For eksempel er det et avveining hvor mye av CO₂-en som kommer fra fangstanlegget som bør renses. Desto renere den er, desto enklere blir håndteringen nedover i systemet, men renselanlegget da bli unødvendig dyrt. Det er også utfordringer knyttet til grensesnittene mellom fangst og transport, transport (både med skip og i rør) og injeksjon, og injeksjon og lagring. Dagens modellverktøy er ikke i stand til å gi de svarene som ingeniørene kommer til å trenge. Utvikling av slike verktøy krever fortsatt forskning – eller fordyrende sikkerhetsfaktorer.

Den norske kontinentalsokkelen peker seg ut som et aktuelt sted å lagre CO₂ både fra Norge og Europa. I den forbindelse vil man muligens vurdere å bruke eksisterende naturgassrørledninger til å transportere CO₂. Dette krever utredninger med hensyn til drift og sikkerhet, siden CO₂ har helt andre egenskaper enn naturgass. I noen tilfeller vil det være lønnsomt og praktisk å kombinere skips- og rørtransport. Dette viser en ny studie gjennomført i forskningscenteret NORDICCS.

3.3.3 CO₂ lagring

CO₂-lagring i undergrunnen er basert på de samme prinsippene som ligger til grunn for at olje og gass er lagret i millioner av år: porøse formasjoner fylles med CO₂ og tette bergarter over reservoarene sikrer at

gassen ikke beveger seg til høyere lag eller lekker ut av formasjonen. CO₂ kan injiseres i saltvannsfylte sandsteinformasjoner og tomme olje- og gassfelt. CO₂ kan også brukes til trykkstøtte for økt oljeproduksjon (CO₂ EOR). Dette gir permanent lagring av CO₂ samtidig som lønnsomheten for prosjektet bedres. For å redusere de totale CO₂-utslipp må CO₂ EOR være et supplement til storskala lagring av CO₂.

CO₂-lagring er demonstrert i industriell skala. Globalt er det 22 industriskala CCS prosjekter i drift eller under bygging (GCCSI 2015), mange av disse er onshore CO₂-EOR. I Norge er offshore lagring av CO₂ demonstrert gjennom injeksjon av CO₂ utskilt fra naturgass fra feltene Sleipner og Snøhvit. Oljedirektoratet og NORDICCS prosjektet har dokumentert at norsk sokkel kan lagre omlag 80tunn CO₂ (OD CO₂ atlas, NORDICCS Storage atlas). Dette representerer et potensial både for å lagre CO₂ fanget fra norske punktkilder og lagring av store mengder CO₂ fra Europa. Totalt lagringsvolum er estimert til ca 300 Gtunn CO₂ for Europa. Utslipp fra punktkilder i Europa er omlag 2.2 Gtunn/år. Mangel på infrastruktur for transport av CO₂ og hensiktsmessige forretningsmodeller for CCS er en kritisk barriere som har hindret utbygging av løsninger for CO₂-lagring på norsk sokkel.

Ved å åpne opp for storskala lagring på norsk sokkel kan man se for seg forretningsmodeller hvor man avkarboniserer naturgassen, lagrer CO₂en i undergrunnen og eksporterer hydrogen til et globalt marked. Dette kan gjerne finne sted offshore hvor distansen til lagringsstedene er korte og hvor man og kan tenke seg bruk offshore av hydrogen for å erstatte naturgass og dermed redusere utslippene fra sokkelen.

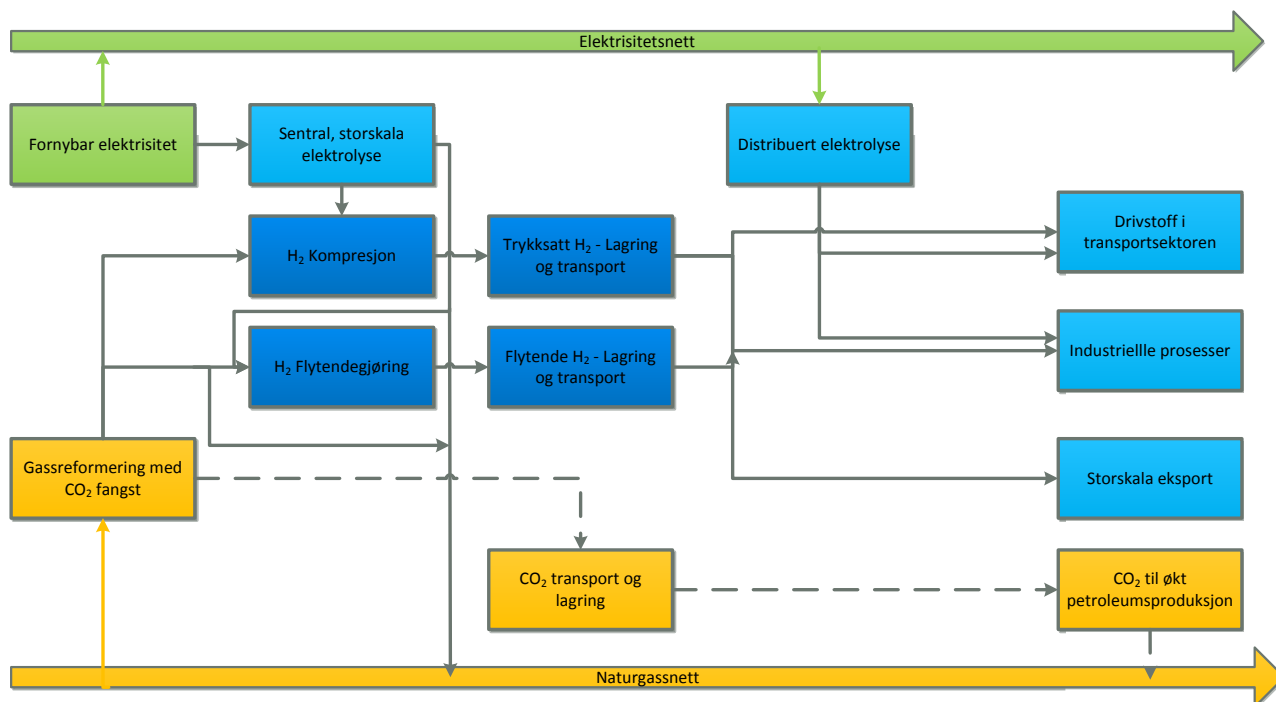
Prosessene for CO₂-lagring er godt forstått og det finnes teknologier for CO₂-lagring i stor skala. Behov for videre forskning er knyttet til utprøving og videreutvikling av teknologi for å sikre kostnadseffektiv modning, utbygging og drift av lagerlokasjoner (Tangen et al, 2014). I tillegg trengs løsninger som styrker aksepten for CO₂ lagring som en permanent løsning for reduserte utslipp. Områder hvor forskning og teknologiutvikling kan styrke grunnlaget for investeringsbeslutninger er:

- Effektiv og mer nøyaktig beregning av CO₂-lagringskapasitet og kvalifisering av lager
- Metoder for optimal styring av reservoaret for håndtering av trykkoppbygging og maksimal kapasitetsutnyttelse
- Kunnskap for maksimal brønnintegritet, prosedyrer for håndtering av uforutsette hendelser og metoder for kostnadseffektiv og sikker nedstenging av brønner
- Raske og kostnadseffektive metoder for overvåking under CO₂ injeksjon og etterpåk
- For kapasitetsutnyttelse ved CO₂ EOR er optimal brønnplassering og mobilitetskontroll viktig og det trengs erfaring i offshore CO₂ EOR.

Det er et stort behov for flere piloter, demonstrasjoner og fullskala anlegg for å teste og kvalifisere nye teknologier og bygge tillit hos beslutningstakere og befolkning til at CO₂-lagring er et sikkert klimatiltak som vil monne i global målestokk.

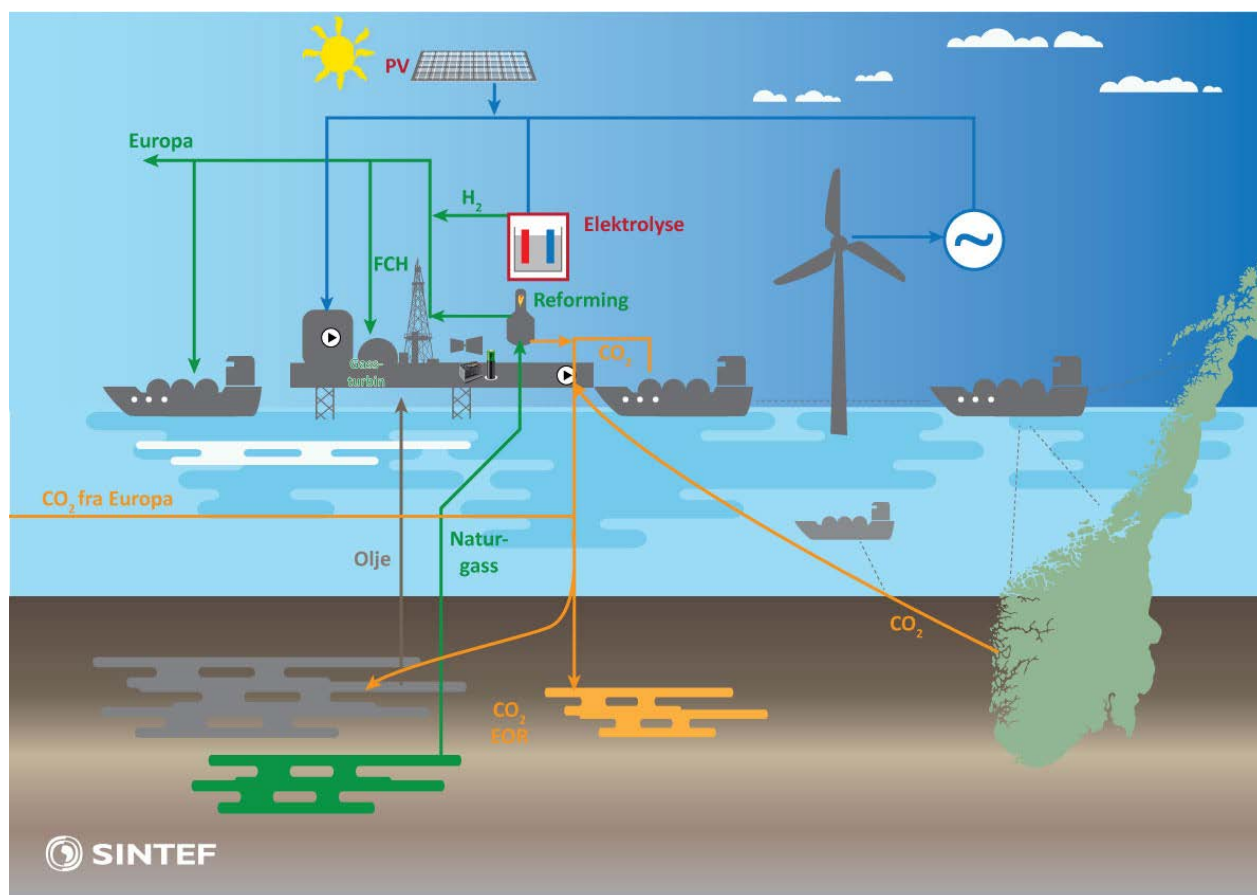
4 Verdikjeder

Som beskrevet i kapittel 3 finnes det i hovedsak to verdikjeder for hydrogenproduksjon; en fossilbasert og en basert på fra elektrisitet fra fornybare energikilder. Som i dag vil hydrogen også i fremtiden bli produsert på ulike vis lokalt eller sentralt avhengig av utformingen av det totale energisystemet og lokale forhold slik som tilgjengelighet på råvarer, pris og markedsstørrelse, osv. I et fremtidig lavutslippssamfunn vil produksjon av hydrogen måtte skje enten ved bruk av fornybar elektrisitet eller fra fossile kilder med fangst og lagring av CO₂ (CCS). En oversikt over de viktigste trinnene i disse verdikjedene og hvordan de kan kobles sammen er gitt i figuren under.



Figur 5 – Skjematisk sammenheng elektrisitet, naturgass og hydrogen

I en norsk sammenheng er det i Figur 6 tegnet et bilde av hvordan de ulike teknologiene smelter sammen i et offshore perspektiv med samvirking mellom fossile og fornybare energikilder. I prinsippet kan man for petroleumsaktiviteten se for seg en kjede som er basert på hydrogen med CO₂ lagring og hvor selv produksjonen og transportleddet kan gi nullutslipp- uten behov for elektrifisering av plattformene.



Figur 6: Storskala hydrogen produksjon med CCS- tenkt for norske forhold

4.1 Hydrogen fra fornybar energi, ukontrollerbare og kontrollerbare

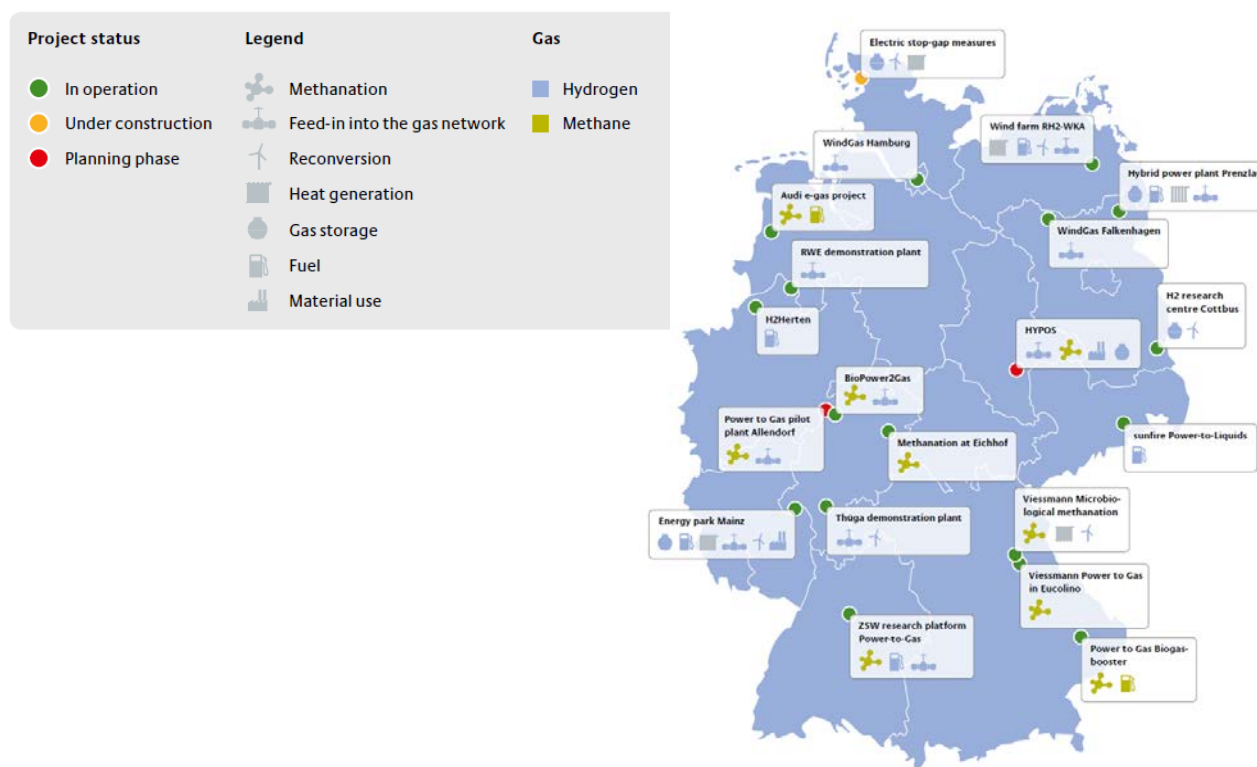
Hydrogenproduksjon fra fornybar elektrisitet skjer via elektrolyse av vann og produserer hydrogen og oksygen. Via elektrolyse kan man produsere hydrogen lokalt ved forbruker, for eksempel på en hydrogenstasjon for transportformål, eller i en fabrikk hvor hydrogen inngår som råstoff. I slike tilfeller vil man benytte seg av elektrisitetsnettet for transport av energien fra kilden og man unngår transport og distribusjon av hydrogenet. En annen mulighet er å produsere hydrogenet ved energikilden ved å plassere elektrolysøren i nærheten av store produsenter av elektrisitet, slik som vind- eller solparker, eller å bygge storskala hydrogenfabrikker basert på elektrolyse i sentrale lokasjoner med et godt utbygd elektrisk nett og god tilgang på kraft. I et slikt tilfelle vil man redusere behovet og bruken av et elektrisitetsnett og i stedet lagre og transportere energien i form av hydrogen til sluttbruker.

I begge disse tilfellene kan elektrolyse brukes som en dynamisk last ved at produksjonen av hydrogen reguleres opp i perioder med overskudd (og lav pris) av elektrisitet og reduseres/slås av i perioder med underskudd (høy pris). På denne måten kan hydrogenproduksjonen også tilby sekundære tjenester slik som balansetjenester for elektrisitetsnettet, energilagring og arbitrasje.

Hydrogen produsert ved elektrolyse, spesielt fra sentrale anlegg, kan også injiseres i naturgassnettet som dermed vil fungere som et lagrings- og transportsystem for hydrogen til kontinentet og samtidig redusere CO₂ intensiteten til norsk naturgass. Med dagens eksport av naturgass (1200 TWh i 2015) vil det være mulig å blande inn og eksportere 40 TWh hydrogen innenfor tekniske spesifikasjoner som gjelder for naturgasskvalitet (Thomassen 2013). Med det kraftoverskuddet vi allerede har i Norden, og forventningen til

ytterligere økning knyttet til det svensk-norske grønne sertifikatmarkedet, bør slik alternativ energieksport i form av hydrogen evalueres nærmere.

Mer enn 15 anlegg for å ivareta overskudds vindkraft i form av hydrogenproduksjon er allerede i drift i Tyskland som vist i Figur 7.



Figur 7, Oversikt over Power to Gas-anlegg i Tyskland, kilde: DENA

Slik nettstabilisering er langt viktigere andre land enn i Norge, da vi har en stor fleksibilitet i våre vannkraft-magasiner.

Det finnes også andre alternativer for fornybar produksjon av hydrogen enn via elektrisitet og elektrolyse. Blant annet produksjon fra biomasse (med eller uten CCS) og direkte produksjon fra solenergi via fotokjemisk splitting av vann. Disse verdikjedene er hhv beheftet med lav teknologisk modenhet og begrenset ressurstilgang. De er derfor ikke beskrevet i mer detalj i dette notatet.

4.2 Hydrogen fra naturgass med CCS

En god oversikt over mulige produksjonsmetoder, renhetskrav for hydrogen og CO₂ og utviklingsbehov finnes i Voldsund *et al* (2016). Se også Figur 4 for prosessstrinn. Om hydrogen produsert fra naturgass med CCS er konkurransedyktig med produksjon fra elektrolyse vil avhenge av effektivitet og kostnader i alle produksjonsledd, gassreforming, CO₂ fangst, transport og lagring, gassrensing til egnet kvalitet og bearbeiding for transport i flytende, komprimert eller annen form. For Norge kan dette gi spesielle fortrinn og gode muligheter for verdiskapning siden vi har gode muligheter for produksjon nær gasskilden og tilsvarende lagringsmulighet for CO₂ (Berstad og Nekså, 2015).

4.2.1 Infrastruktur CO₂-transport og -lagring

Lagring av CO₂ skjer allerede i dag i stor skala fra Sleipner plattformen (Utsiraformasjonen) og fra Melkøya-anlegget i Hammerfest. Myndighetene har også en pågående mulighetsstudie for fangst fra tre industrielle kilder, Norcem sementfabrikk i Brevik, Yara sin ammoniakkfabrikk i Porsgrunn og Klemetsrud forbrenningsanlegg ved Energigjenvinningsetaten i Oslo kommune, med mål om å realisere et fullskala CO₂ håndteringsprosjekt innen 2020 (Gassnova 2015). Fanget CO₂ tenkes fraktet med skip til lagring på sokkelen i Nordsjøen, trolig utenfor Sør-Vestlandet. Dette kan bli landets første kjede for full-skala fangst, transport og lagring av CO₂ fra industrielle kilder. Deler av en slik infrastruktur vil åpenbart kunne benyttes i forbindelse med hydrogenproduksjon fra naturgass med CCS. Avhengig av om en installasjon for injeksjon blir liggende på land eller offshore, vil et hydrogenproduksjonsanlegg potensielt kunne utnytte deler av denne infrastrukturen ved rør- eller skipstransport av CO₂. Det er også fullt mulig å etablere ny infrastruktur for CO₂ lagring med erfaring fra Hammerfest og Sleipner. Det hele vil imidlertid avhenge av hva som gir en akseptabel totaløkonomi.

4.2.2 Storskala transport av hydrogen

For transport av store mengder hydrogen over korte avstander vil rørtransport være mest kostnadseffektivt. Slike nettverk eksisterer blant annet i Sentral-Europa. For transport over større distanser vil skipstransport av flytende hydrogen være den mest nærliggende mulighet (Kamiya *et al*, 2015). Flytende hydrogen i transportkjeden fram til fyllestasjoner innen transportsektoren vil også gi høy fleksibilitet i forhold til lagringsform i kjøretøyet. Ved trykksatt lagring om bord i bilen vil hydrogen væske enkelt og med lavt energiforbruk kunne pumpes til ønsket trykk før gassifisering, mens større kjøretøy, som trenger større mengder kan utnytte kompakt lagring av hydrogen i flytende form. Flytende transport med tankbiler vil også redusere frekvens og antall biler for transporten til fyllestasjoner og industrielle brukere. Flytendegjøring av hydrogen er imidlertid en kraftkrevende prosess. Det er derfor avgjørende i en sammenheng hvor hydrogenet skal benyttes for å redusere utslipp og energiforbruk at det utvikles energieffektive flytendegjøringsprosesser (Ohlig and Decker, 2014).

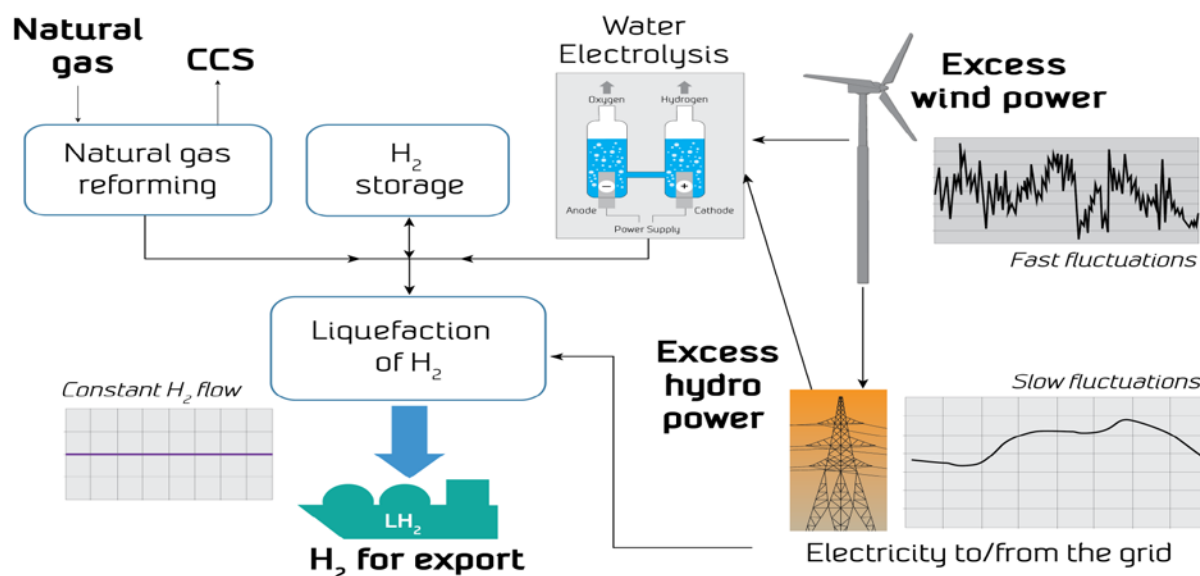
4.2.3 Innblanding av hydrogen i naturgass

Det diskuteres også muligheter for å blande inn hydrogen i naturgass (Hytan), for dermed å kunne benytte eksisterende rørrnettverk for naturgass til transport. Dette kan bidra til en tidlig introduksjon av hydrogen i eksport til Europa og dette hydrogenet kan fremstilles fra fornybar eller fossil produksjon. Dette vil også gjøre det mulig å benytte det enorme europeiske naturgassnettet til å lagre og transportere hydrogen. Gassnettet vil dermed indirekte fungere som et lager for elektrisk energi. Hydrogen påvirker stålmaterialene i ventiler, teknisk utstyr og gassrørledningene (som er designet for naturgass) og det begrenser hvor stor innblanding man kan ha. Dette avhenger av materiale, uniformitet, temperatur og trykk. Flere europeiske studier har konkludert med at opptil 10 volumprosent hydrogen kan blandes inn i naturgass, men at med konsentrasjoner over 2 vol% vil det medføre flere nødvendige endringer i komponenter i naturgassnettet (undergrunnslager, analyseutstyr) og utstyr som benytter seg av naturgass (CNG tanker og ventiler i biler og busser, naturgassmotorer og gassturbiner). Kapasiteten for innblanding av hydrogen i rørledninger for eksport av naturgass til Europa er beskrevet i delkapittel 4.1. Hydrogen/naturgass-blandingen kan enten direkte brukes som konvensjonell naturgass, eller hydrogenet kan separeres ut fra naturgassen og anvendes som hydrogen. For forbrenning av disse blandingene blir utfordringene større desto høyere volumprosent hydrogen, mens for hydrogeneparasjon blir dette enklere ved høyere konsentrasjoner av hydrogen.

4.3 Synergier mellom verdikjedene og integrerte kjeder

Som i dag vil hydrogen også i framtiden bli produsert på ulike vis lokalt eller sentralt avhengig av utformingen av det totale energisystemet og tilpasning til de ulike elementene, så som el-nettet, kraftproduksjon fra fornybar- og regulerbar kraft og minimering av lagringsbehov. Storskala produksjon av

hydrogen kan godt tenkes kostnadsoptimalt utført ved å kombinere bruk av både fossile og fornybare energikilder. Det er videre mulig at produksjon fra fossile kilder kan utgjøre den dominerende innsatsfaktor på kort og mellomlang sikt, før fornybare ressurser er tilstrekkelig utbygd. SINTEF starter i disse dager opp et kompetansebyggende prosjekt kalt *Hyper* som vil fokusere på de ulike teknologiske elementene i et slikt system og samspillet mellom disse (NFR, 2016). Energieffektivitet i forhold til flytendegjøring, produksjon fra naturgass og ved elektrolyse, samt minimering av lagerbehov vil være viktige fokusområder i prosjektet.



Figur 8: Synergier mellom fossile og fornybare kilder for storskala hydrogenproduksjon skal studeres i det forskningsrådsstøttede kompetanseprosjektet *Hyper* 2016-2019 (Kilde SINTEF).

Det er nærliggende å fokusere på effektivitet og kostnader for ulike verdikjeder for på bakgrunn av det peke ut hvilken kilde og kjede som er det beste alternativet for hydrogenproduksjon.

Kostnader for elektrisitet og naturgass er imidlertid svært varierende avhengig av hvilken geografisk lokalitet man ser på. Noen steder, der det blåser mest og der det f.eks. er begrensninger i nettet, kan hydrogen produsert fra innestengt vindkraft bli relativt billig. I nærheten av naturgasskildene, og med tilgang til områder som egner seg for CO₂-lagring, vil denne alternative bruken av naturgass trolig komme meget godt ut kostnadsmessig. Når man ikke har andre muligheter (les svak/ingen nettilgang) er effektiviteten av mindre betydning, da alternativet er å ikke kunne dra nytte av kilden i det hele tatt.

Evalueringsav energikjeder er et komplisert område, der forutsetninger og rammebetingelser i stor grad virker inn på resultatene. Effektivitetsmessig er produksjon av hydrogen fra fornybare kilder ved vannelektrolyse og fra naturgass med dampreformering omlag like effektive, begge på rundt 70 %. Kostnadsmessig er hydrogen basert på naturgass uten CCS (med dagens gasspriser) klart billigere enn hydrogen produsert ved vannelektrolyse med "normale" kraftpriser. Rensetrinnet for hydrogen fra naturgass, samt teknologiutvikling og fallende priser på kraft fra nye, fornybare energikilder bidrar imidlertid til å jevne ut forskjellene noe.

Teknologisk modenhet, geografisk lokasjon og miljøpolitiske prioriteringer vil i tillegg til effektivitet og kostnad på innsatsfaktorer (som naturgass og elektrisitet) alle være avgjørende faktorer for produksjonsvolumet av hydrogen. Vi anser det derfor som lite hensiktsmessig å gå mer i detalj i dette notatet, men inkluderer en tabell over kostnader og effektivitet for de viktigste trinnene i verdikjedene i Vedlegg A.

5 Barrierer og virkemiddel for å utløse potensial

5.1 Drivstoff i transportsektoren

Overordnede klimamålsettinger danner utgangspunktet for en hydrogensatsing i Norge (se kapittel 2). For å oppnå disse målsettinger vil utslippsreduksjoner i transportsektoren være en svært viktig komponent. Siden hydrogen er et utslippsfritt drivstoff, vil hydrogenteknologi potensielt spille en viktig rolle i omleggingen (det grønne skiftet) som en sentral del av norsk klimapolitikk. Transportsektoren er svært sammensatt og utslippene så omfattende at det nå erkjennes av stadig flere at det ikke finnes én løsning på utfordringene vi står overfor. SINTEF er av den oppfatning at vi vil trenge batteriteknologi, hydrogen og brenselceller så vel som biodrivstoff for å nå de ambisiøse utslippsmålene.

Introduksjon av hydrogen som drivstoff i transportsektoren er beheftet med betydelige barrierer. Den største av disse er tilgang på drivstoff. Etablering av infrastruktur for hydrogen og anvendelse av hydrogen som drivstoff er ennå i en oppstartsfasen, men vil kunne bli en viktig faktor både for å nå målsetningen om nullutslippstransport og grønn næringsutvikling i Norge. Utfordringene knyttet til utslipp fra transport er størst i storbyene. I Oslo er hele 70 % av CO₂-utslippene relatert til transport. De norske storbyene fikk derfor nylig gjennomført en studie for å få belyst de utfordringer og muligheter som ligger i bruken av hydrogen som utslippsfritt drivstoff. Dette avsnittet er primært basert på denne rapporten (SINTEF 2016).

Utbygging av infrastruktur vil være spesielt viktig i en tidlig fase, både for brukerne og for at Norge skal kunne fremstå som et attraktivt marked for leverandører av hydrogenbiler. For å stimulere til introduksjon av hydrogenbiler må infrastrukturen bygges ut i forkant, være strategisk plassert og ha god kapasitet i de første årene. God kapasitet vil imidlertid gi rom for andre tidligere brukere.

Beregning av kostnader og lønnsomhet indikerer at investeringer og drift av hydrogenstasjoner vil være økonomisk krevende gjennom mange år. Begrenset salg av hydrogen per stasjon i en introduksjons- og oppbyggingsfase medfører beskjedne salgsinntekter. Grunner til å støtte en etablering før den er bedriftsøkonomisk lønnsom kan være at:

- Man ønsker en tidlig etablering for å starte omstilling tidlig. Bilparken har lang levetid og det kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt å starte omstillingen før hydrogenstasjonene i seg selv er lønnsomme, da ekstrakostnaden samfunnet tar ved å støtte miljøvennlige investeringer mer enn kompenseres ved nytten samfunnet ser med reduserte klimagassutslipp. For et land som Norge som ønsker å redusere lokale utslipp kan dette være et moment. Verdien avhenger både av prisen på klimagassutslipp og på verdien av å nå politiske mål.
- Det kan være andre gevinster som ikke er priset økonomisk i dag, som for eksempel verdien av mindre lokal forurensning.
- Det kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt å støtte ny teknologi når man ser at det kan øke innovasjonsevnen innenfor et område. Verdiskaping kan være vanskelig å kvantifisere.

Vi ser at virkemidlene kan ha 2 hovedformål når det gjelder lønnsomhet:

- Redusere investeringskostnaden for private aktører slik at investeringen kan bli lønnsom ved lavere volum.
- Redusere driftskostnaden for private aktører fram til et tidspunkt der volumene er høye nok til at skala-fordeler kan høstes og/eller teknologien modnes. (Regulering og skatter på uønsket adferd gir samme effekt ved at de øker verdien på det miljøvennlige produktet).

Behovet for støtte til drift og investering kan oppsummeres i følgende punkter:

- I de første årene av en oppbyggingsfase vil det ikke være mulig å drive hydrogenstasjoner lønnsomt uten tilskudd.

- I denne fasen er et viktig kriterium best mulig dekning til lavest mulig kostnad.
- For å begrense underskudd og støttebehov på stasjonsiden, må en få til en rask og geografisk konsentrert vekst i bruken av hydrogen – det peker mot bruk av hydrogen i kjøretøyflåter og i taxinæringen og/eller gunstige incentiver for privatbiler.
- Lønnsomhet i stasjonsdrift synes å kreve store stasjoner (skala-fordeler) og tilsvarende mange kjøretøy i drift.

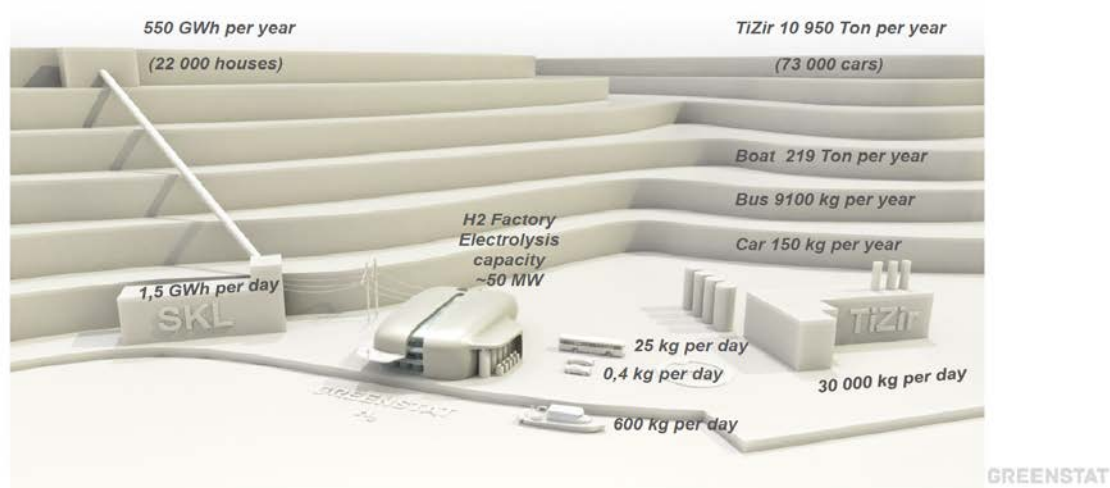
Det er identifisert en rekke virkemidler som vil egne seg for å utløse potensialet for verdiskaping så vel som utslippsreduksjoner ved å ta i bruk hydrogen i transportsektoren. En vellykket introduksjon av hydrogen som drivstoff i transportsektoren fordrer virkemiddel som stimulerer både tilbudssiden gjennom etablering av hydrogenstasjoner, og etterspørselssiden i form av virkemiddel for å fase inn hydrogenkjøretøy. Innfasing av ny teknologi, innovasjonsopptak samt omlegging av infrastruktur og utskifting av kjøretøy tar lang tid. På kort sikt må omstillingen starte før den er bedriftsøkonomisk eller privatøkonomisk lønnsom for at målene skal kunne nås.

5.2 Industriell bruk av hydrogen

Dagens prosesser for produksjon av ferrolegeringer (FeSi, FeMn, SiMn, Mn etc.) benytter fast karbon i form av kull eller koks. Hydrogen (og naturgass) kan imidlertid tenkes benyttet til forreduksjon i produksjonsprosesser for en del av legeringene. TiZir i Tyssedal er et godt eksempel, hvor man har under planlegging en prosess for forreduksjon av titan til TiO hvor hydrogen tenkes brukt som innsatsfaktor (IndustriEnergi, 2015). En utvikling til bruk av hydrogen vil imidlertid kreve relativt store ombygginger av prosessene og prosessutstyret, samt en utvikling fra laboratoriet til storskala produksjon. Mest sannsynlig må helt nye anlegg til (Kolbeinsen, 2014). En tilsvarende utnyttelse av hydrogen i produksjon av aluminium er tenkelig, men også her vil det kreves betydelig forskning- og utvikling.

TiZir Tyssedal

– Green hydrogen to replace coal in titanium production process



Figur 9: TiZir, Sundhordland Kraftlag (SKL) og Greenstat har inngått en intensjonsavtale om å ta i bruk inntil 30 tonn hydrogen/dag i titanproduksjonsanlegget i Tyssedal. (Kilde Greenstat).

En samlokalisering av ulike industri som henholdsvis er netto forbrukere og produsenter av hydrogen og andre gasser som CO, og videre samkjørt CO₂ håndtering bør vurderes. Dette vil kreve utvikling av nye industriklynger hvor optimal ressursutnyttelse og minimering av totale CO₂ utslipp blir fokusert. Store investeringer og avhengighet mellom de ulike aktører gjør dette utfordrende, men vil kunne gi store synergieffekter og gode muligheter for verdiskapning basert på norske ressurser.

5.3 Storskala eksport av hydrogen

Realisering av storskala produksjon av hydrogen for eksport og innenlands bruk gir store muligheter for verdiskapning og arbeidsplasser i Norge. Japan er det markedet hvor planene for storskala import og bruk av hydrogen har kommet lengst, og dette har stor grad blitt akselerert som følge av Fukushima-ulykken i mars 2011. Hydrogenet tenkes fraktet i flytende form med gasskip, prinsipielt sett lik tankere for flytende naturgass, men da ved lavere temperatur som muliggjør flytende hydrogen ved atmosfærisk trykk (Nishimura, 2015). Kawasaki Heavy Industry (KHI) har allerede fått godkjent (2013) byggetegningene til et pilotskip for transport av 170 tonn flytende hydrogen. Pilotskipet skal svære klart i 2020 (se figur 14), mens storskala (11 000 tonn) kuletankere er forespeilet i drift fra 2025. Planen er å ha en pilotkjede i drift til OL i Tokyo i 2020, og en kommersiell transportkjede fra 2025 basert på hydrogenproduksjon fra brunkull med CCS i Australia.

SINTEF har utført en studie for å vurdere muligheter for storskala produksjon for eksport fra Norge med hensyn til ressurstilgang og lokalisering av produksjonsanlegg. Studien ble finansiert av KHI/NEDO og Gassnova og hadde eksport til Japan som primærfokus (Nekså og Berstad, 2015). Et produksjonsvolum på 770 tonnH₂/dag ble vurdert på bakgrunn av planlagte skipstørrelser og hvilken skala en mener må til for å få en tilfredsstillende økonomi. Et slikt produksjonsanlegg kun basert på elektrolyse vil kreve om lag 2 GW_{el}. Dette tilsvarer om lag 12 % av Norges historiske elektrisitetsproduksjon i toppår, noe som kan være krevende fra et eller få nettilknytningspunkt på kort sikt. Det mest hensiktsmessige for eksport av hydrogen basert på elektrolyse vil i så måte være bruk av innestengt kraft eller i et tilfelle hvor kraftoverskuddet skulle bli betydelig. Produksjon av hydrogen fra innestengt vindkraft i Finnmark ble i 2015 evaluert av SINTEF på oppdrag fra Berlevåg kommune som nærmere beskrevet i delkapittel 6.3 (Møller-Holst, 2015).

I Gassnova-studien ble det vurdert å produsere hydrogen fra naturgass med CCS. Dette vil gi behov for om lag 1.5 10⁹ Sm³/år, tilsvarende om lag ¼ av produksjonen ved Hammerfest LNG, eller 1.5 % av Norges naturgassproduksjon. Dette illustrerer godt forholdet 1:10 mellom Norges vannkraftproduksjon og naturgass-eksport (hhv 120 og 1200 TWh/år).

6 Muligheter for økt verdiskapning basert på identifiserte verdikjeder

Norge er en vannkraftnasjon og en betydelig olje- og gassseksportør. Vår industri og velferdsstat er i stor grad bygd tuftet på dette. Parallelt med fremveksten av Norge som energinasjon har norske industri- og forskningsmiljøer bygd seg opp til å bli konkurransedyktige leverandører av produkter, tjenester, kunnskap og teknologi, både til norsk sokkel og til internasjonale aktiviteter. Dette er et godt utgangspunkt for at Norge også kan spille en sentral rolle innenfor en internasjonal hydrogensatsing.

Norge har betydelig kompetanse på oppbygging og drift av anlegg for hydrogenproduksjon fra naturgass med ulike prosess-teknologi. Ved Norsk Hydro, nå Yara, ble ammoniakk for kunstgjødselproduksjon industrielt fremstilt av hydrogen fra vannelektrolyse, med vannkraft som energikilde fra 1928 til 1988. Senere har Yara produsert hydrogen ved dampreformerings av naturgass. Yara er i dag en betydelig hydrogenprodusent, men produksjonen går direkte til fremstilling av ammoniakk og kunstgjødsel.

Norge har betydelig potensial for verdiskaping innen verdikjeder for hydrogen. Dette potensialet er sammenfattet av Hydrogenrådet i dets siste Handlingsplan 2012-2015 (Møller-Holst et al, 2012):

- Leverandør til det fremvoksende markedet for hydrogenteknologi.
- Tidligmarked for hydrogenkjøretøy basert på effektive virkemidler.
- Eksportør av hydrogen i et 2020–2030-perspektiv.

Dette kapitlet er delt inn i disse tre underpunktene.

6.1 Leverandør av hydrogenteknologi

Det finnes flere eksempler på at land gjennom politiske beslutninger og insentiver har blitt teknologileverandører til internasjonale markeder. Eksempelvis har Danmark et betydelig antall arbeidsplasser innen vindkraftindustrien. Norge har likeledes betydelige muligheter innen hydrogenteknologi, og kan gjennom stimuli til eksisterende industribedrifter og nyetableringer få en tilsvarende sterk posisjon som den vi nå har innen olje- og gassbransjen.

6.1.1 Hydrogenproduksjonsteknologi

Norsk Hydro har siden slutten av 1920-tallet produsert hydrogen ved vannelektrolyse i stor skala. Kompetansen er ivaretatt i selskapet NEL Hydrogen. NEL kjøpte i 2015 det danske selskapet H2Logic som har som forretningsmodell å sammenstille hydrogenstasjoner. Det nye selskapet er dermed i stand til å levere komplette hydrogenstasjoner. NEL har inngått en intensjonsavtale med UnoX med ambisjon om å bygge 20 hydrogenstasjoner i Norge innen 2020, under forutsetning av at det offentlige bidrar til å dekke deler av investeringskostnadene.

Selskapet NEL Hydrogen har nylig erklært at de vil skalere opp til en kapasitet for produksjon av inntil 300 hydrogenstasjoner per år. Disse alene har en markedsverdi på mellom 5 og 7 mrd kroner/år.

6.1.2 Trykktanker for hydrogen

Hexagon Composite på Raufoss har gjennom sitt datterselskap Lincoln Composite i Nebraska US utviklet verdensledende lettvekts komposittanker for lagring og transport av gasser, derunder hydrogen. Hexagon er ledende i Europa som leverandør av tanker til naturgasskjøretøyer. Hexagon leverer også store tanker for bulktransport av gasser, samt konteinerløsninger for svært effektiv og fleksibel transport av trykksatt hydrogen langs vei, bane og sjø.

Hexagon leverer allerede slike komposittanker til ledende bilprodusenter som Daimler, og har et stort potensial til å ta markedsandeler innen det forventede markedet for hydrogenbiler. Toyota har alene planer om å produsere 30 000 hydrogenbiler i 2020. Under antakelsen at det totale antallet produserte hydrogenbiler i 2020 er 100 000, er det globale markedet for hydrogentanker til disse på 2,5 mrd kroner/år. Innen 2025 vil markedet trolig være mer enn

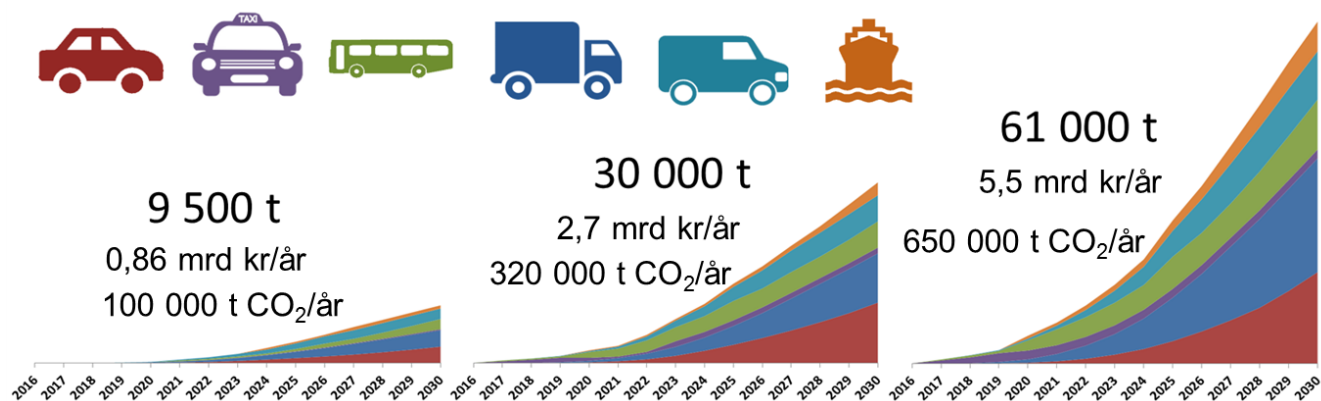
6.2 Tidligmarked for hydrogenkjøretøyer

Norges høye avgiftsnivå på kjøretøy med fossile drivstoffer gir en ekstra frihetsgrad for tidlig innføring av miljøvennlige kjøretøy. Dette har dannet grunnlag for et svært raskt opptak av batterielektriske biler i Norge, som nå allerede har passert 80 000. Avgiftsfritak og andre incentiver for nullutslippsbiler (der hydrogenbiler

er likestilt med elbiler) er blant driverne for bilprodusentenes interesse for å levere sine første serier av hydrogenbiler til Norge.

Den nasjonale verdiskaping knyttet til etablering av hydrogenstasjoner i Norge kan være betydelig, som omtalt i del-kapittel 6.1.1. Videre vil man som tidligbrukere av hydrogenkjøretøyer opparbeide seg bruker-erfaring som igjen vil danne grunnlag for leveranse av tjenester og komponenter til slike kjøretøyer. Det vises til Tema 2 Lavutslippsmobilitet for kvantifisering av verdiskapingspotensialet på dette området.

Drivstoffbehovet i et hjemmemarked for hydrogendrevne kjøretøyer fram mot 2030 ble nylig estimert av NTNU/SINTEF på oppdrag fra de fire største norske bykommunene, Oslo, Bergen, Trondheim og Stavanger. Estimatenes er basert på produsentenes egne tall for lansering og utskifting (flåte) av kjøretøy i markedet. Resultatene er vist i Figur 10.



Figur 10. Lavt, middels og høyt scenario for behov for hydrogen som drivstoff i ulike segmenter av transport for de 4 største norske byene, samt tilhørende verdier for den totale markedsprisen for drivstoffet og utslippsreduksjoner.

Sluttbrukere som er villige til å ta i bruk ny teknologi spiller en avgjørende rolle for at vi i Norge skal kunne innfri våre klimaforpliktelser. ASKO er et eksempel på et selskap som over mer enn 10 år har stått i bresjen for å introdusere nye, mer miljøvennlige drivstoffer. Som første bedrift i Norge og en av de første i Europa har ASKO som ambisjon å ta i bruk 4 distribusjonsbiler (18 tonn) i sine vareleveranser, samt benytte hydrogen som drivstoff i gaffeltrucker i distribusjonsanlegget på Sandmoen i Trondheim, Hydrogenet skal produseres lokalt, bla basert på et stort solcelleanlegg som skal plasseres på taket av ASKO Midt-Norges anlegg. Prosjektet er utviklet i samarbeid med SINTEF og har nylig mottatt støtte fra Enova (april 2016).

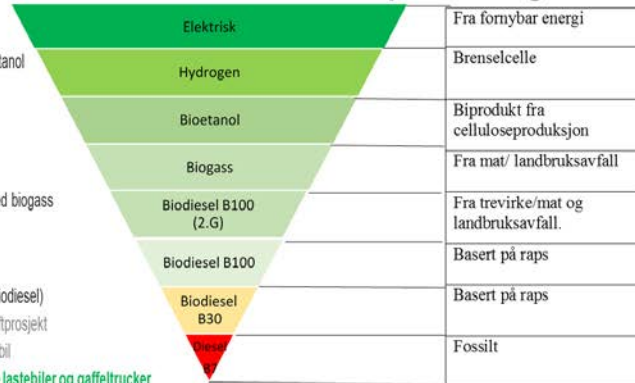
ASKO - Miljø

- 2005 – ASKO Norge AS – først i Norge med kryogenteknologi i aggregater
- 2007 – ASKO Norge AS – først i verden med kryogenteknologi i aggregat på semitrailer
- 2007 – ASKO Oppland AS tok i bruk B-30 (30% biodrivstoff)
- 2008 – ASKO - Styring av energibruk i alle lagre – SD anlegg
- 2009 – ASKO Norge AS – først i Norge og verden med distribusjonsbil drevet med bioetanol
- 2010 – ASKO tok i bruk B-30 i de fleste ASKO selskapene (30% biodrivstoff)
- 2012 – ASKO VEST AS – første EURO 6 i Norge
- 2013 – ASKO Oppland AS – tar i bruk bergvarme og varmepumpe til oppvarming
- 2013 – ASKO Rogaland AS – første i Norge - EURO 6 distribusjonsbil drevet med biogass
- 2014 – ASKO ØST AS – Norges største solcelleanlegg – fornybar energi
- 2015 – ASKO Vestfold Telemark AS – Hybrid lastebil
- 2015 – ASKO Rogaland AS – først i ASKO med 2G B-100 (fornybar biodiesel)
- 2016 – ASKO Rogaland AS – landets største industrielle vindkraftprosjekt
- 2016 – ASKO NORGE AS – Norges første elektriske lastebil
- 2017/18 – ASKO Midt-Norge AS – **Hydrogendrevne lastebiler og gaffeltrucker**

ASKO



Drivstoffhierarkiet – våre prioriteringer



– vi forsyner Norge med mat

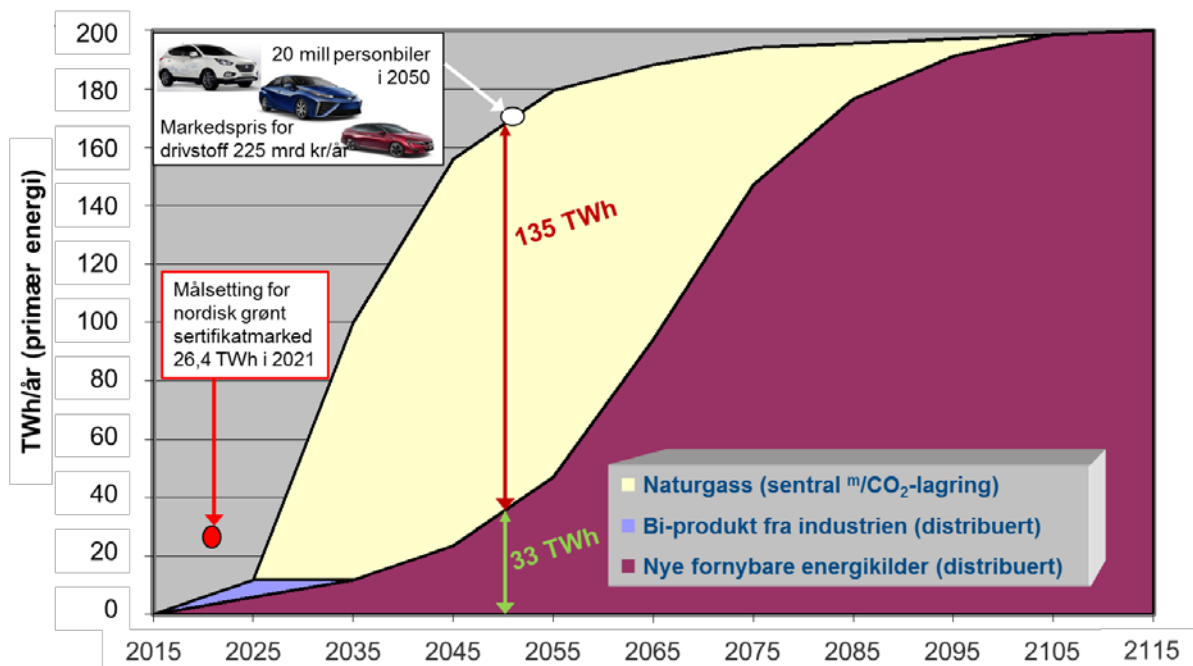
22

Norgesgruppen

Figur 11: Sluttbrukeres miljøengasjement er viktig. Her eksemplifisert ved ASKOs 10-årige satsing på miljø- og klimavennlige løsninger, derunder hydrogendrevne lastebiler og gaffeltrucker (Kilde ASKO).

6.3 Storskala produksjon og eksportør av hydrogen i et 2020–2030-perspektiv

Realisering av storskala produksjon av hydrogen i Norge basert på naturgass og fornybare energikilder for eksport gir store muligheter for verdiskapning og nye arbeidsplasser. Et scenario for storskala hydrogenproduksjon for det neste århundre er skissert i Figur 12. Utbygging av ny kraftproduksjon fra nye, fornybare energikilder vil kreve tid. Videreforedling av eksisterende naturgassressurser kan gi en betydelig hydrogenproduksjon så snart teknologi og regelverk for storskala karbonfangst og lagring er tilgjengelig. I scenariet er det antatt at dette lar seg realisere i 2025.



Figur 12. Scenario for storskala hydrogenproduksjon i Norge for eksport.

I en tidlig fase vil utnyttelse av biprodukt hydrogen fra industrien og i raffinerier kunne bidra til å dekke etterspørselen. Fra Herøya (Porsgrunn) alene, er det tilgjengelig hydrogen (som i dag primært benyttes som brenngass) tilsvarende drivstoffbehovet for 100 000 personbiler.

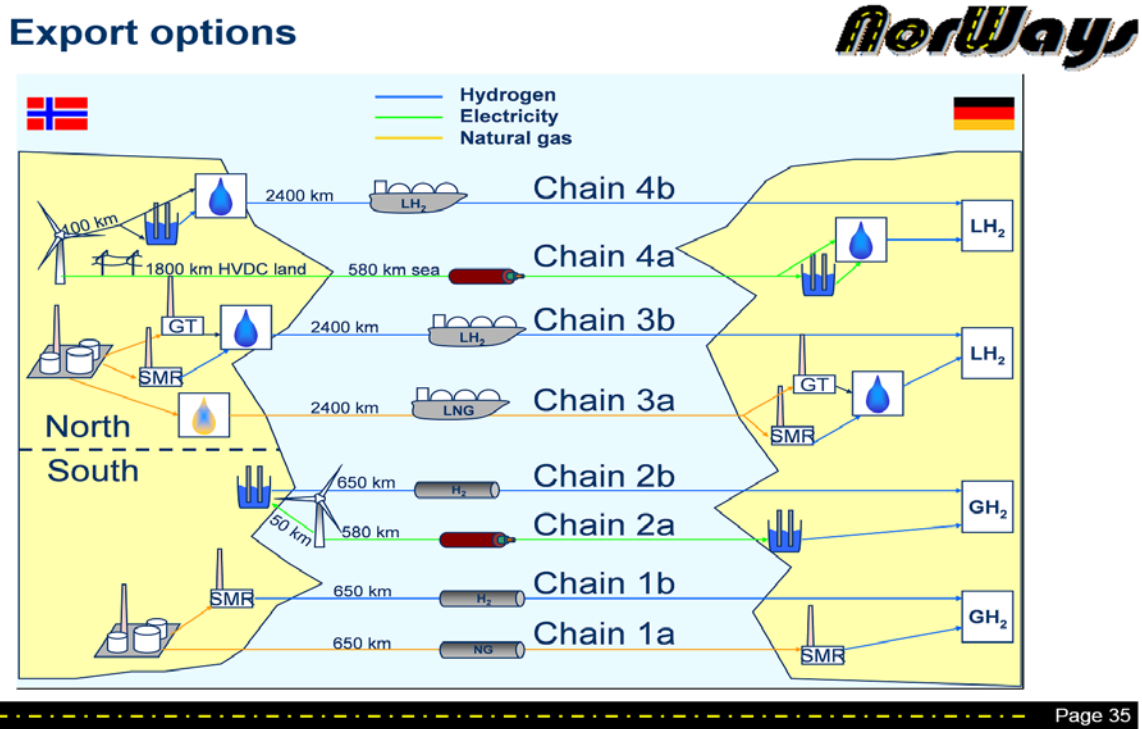
Produksjon av hydrogen fra naturgass er i scenariet anslått til å kunne bli 135 TWh/år i 2050. Til sammenlikning var eksporten av naturgass 1200 TWh i 2015. Hvis man i tillegg ser for seg at 33 TWh ny, fornybar kraft benyttes til hydrogenproduksjon i 2050, tilsvarer den totale hydrogenproduksjonen drivstoffbehovet til 20 millioner personbiler. Det årlige salget av personbiler i Europa er i dag på ca 15 millioner biler per år. Totalt er det per i dag mer enn 200 millioner personbiler i Europa. I scenariet i Figur 12 vil altså omlag 10 % av Europas personbiler kunne drives av hydrogen basert på norske energiresurser. Markedsverdien for dette hydrogenet er på omlag 225 mrd kroner, hvis hydrogenet selges til en kostnad på €9/kg, hvilket gir den samme kostnaden per kilometer som dagens bensin/diesel (13kr/liter). Det er naturligvis mange ledd som skal ha sin del av fortjenesten i en energikjede som denne. Den totale verdiskapingen knyttet til videreforedling av norske energiresurser vil trolig ligge på rundt 50 mrd kroner/år. Som referanse, var eksportverdien av norsk olje- og gass var på 450 mrd kroner i 2015.

6.3.1 Hydrogeneksport til Europa

Med utgangspunkt i Norges store energiresurser, både fossile og fornybare, er ulike alternativer for storskala eksport av energi til Europa vurdert som en del av NorWays-prosjektet (Stiller et al 2008). Studien antar at energien leveres til Hamburg i form av hydrogen som drivstoff for den europeiske transportsektoren. Energikildene i studien omfatter naturgass fra Nord- og Sør-Norge samt on-shore vindkraft fra Finnmark og off-shore vindkraft fra Nordsjøen. Omforming til hydrogen både i Norge og Tyskland inngår i studien, og deponering av CO₂ anses som mulig både på norsk sokkel og i Tyskland. Transportalternativer som er vurdert er rørledninger, flytende hydrogen på skip, og høyspennings-likestrømskabler.

I NorWays-prosjektet ble åtte ulike energikjeder vurdert i et kilde-til-gravperspektiv mht. virkningsgrad, utslipp av drivhusgasser og andre miljøaspekter, kostnader, samt tilgang på nasjonal kompetanse i FoU-

miljøer og hos industriaktører. Økonomisk og energimessig sett er eksport av hydrogen i rørledninger og i flytende form på skip mest interessant sammenliknet med eksisterende alternativer i form av naturgassrørledninger og elektriske kabler.



Figur 13. Energikjeder studert i NorWays-studien for leveranse av hydrogen som drivstoff til den Europeiske transportsektoren basert på naturgass og vindkraft i Nord- og Sør-Norge (Kilde: SINTEF).

Hovedkonklusjonen fra studien er at hydrogen basert på norske energiresurser kan leveres til den europeiske transportsektoren til konkurransedyktig pris sammenliknet med dagens konvensjonelle drivstoff i et 2020–2030-perspektiv.

6.3.2 Hydrogeneksport til Japan

Japan er det markedet hvor planene for storskala import og bruk av hydrogen har kommet lengst, og dette har stor grad blitt akselerert som følge av Fukushima-ulykken i mars 2011. Hydrogenet tenkes fraktet i flytende form med gasskip, prinsipielt sett lik tankere for flytende naturgass, men da ved lavere temperatur som muliggjør flytende hydrogen ved atmosfærisk trykk (Nishimura, 2015). Kawasaki Heavy Industry har allerede fått godkjent (2014) byggetegningene til et pilotskip for transport av 170 tonn flytende hydrogen, mens storskala (11 000 tonn) kuletankere er forespeilet i drift fra 2025. Planen er å ha en pilotkjede i drift til OL i Tokyo i 2020, og en kommersiell transportkjede fra 2025 basert på hydrogenproduksjon fra brunkull med CCS i Australia.



Figur 14. Kawasaki har allerede fått godkjenning for å bygge et skip for flytende hydrogen i pilot-skala (tv). Skipet forventes å settes i drift før 2020, og storskala transport i kuletankere (th) er planlagt fra 2025 (kilde: Kawasaki Heavy Industries).

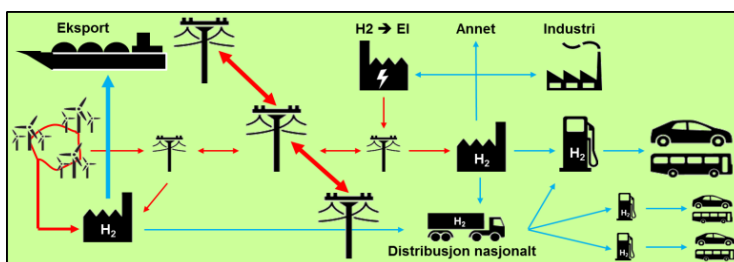
SINTEF utførte i 2015 et forstudium for Berlevåg Kommune med fokus på produksjon av hydrogen fra innestengt vindkraft fra Raggovidda. Målet med forstudien var å undersøke muligheten for om det kan skapes en bærekraftig forretningsmodell for hydrogenproduksjon basert på de enorme vindressursene som befinner seg på Varangerhalvøya og i Berlevåg spesielt.

Varanger Kraft fikk i 2010 konsesjon for å bygge inntil 200 MW vindkraft på Raggovidda. Første trinn av utbyggingen av vindparken på 45 MW ble satt i ordinær drift i september 2014. Det er ikke forventet investeringer i økt nettkapasitet i sentralnettet i Område 1 før tidligst i 2025. Det er derfor inntil videre ikke mulig å bygge ut mer enn 100 MW i området. Ønsket om å utnytte hele konsesjonen ligger til grunn for interessen for å vurdere hydrogenproduksjon.

I rapporten konkluderes det med at de teknologier som trengs for produksjon, lagring, transport og sluttbruk av hydrogen i det alt vesentlige er kommersielt tilgjengelige. Den skala som hydrogeneksport vil kunne nå innen 2025, i form av interkontinental handel i volumer på 250 000 tonn per år, fordrer betydelig oppskalering av eksisterende teknologiske løsninger.

Nøkkelfaktorer som virker inn på kostnaden for hydrogen produsert fra vindkraft er:

- Produksjonsvolum av hydrogen
- Kritiske systemkomponenters størrelse
- Utnyttelsesgrad av anlegget
- Kraftpriser



Figur 15. Hydrogenproduksjon fra vind i stor skala for eksport.

I denne forstudien er fire scenarier evaluert:

- | | | | |
|---------------------------------|-----------------|---------|---|
| • Pilotskala, nasjonalt marked, | 430 kg/døgn | ~1 MW | 1000 personbiler / 20 busser |
| • Liten skala, eksport | 10 000 kg/døgn | ~30 MW | 2 x KHIs pilot-skala skip for LH ₂ |
| • Raggo-konsesjon, eksport | 52 000 kg/døgn | 155 MW* | 150 000 personbiler / 10 KHIs pilot-skip |
| • Stor skala, eksport, | 770 000 kg/døgn | ~2 GW | 3 mill personbiler / KHIs fullskala LH ₂ -skip |

* Tilsvarende full utbygging av Raggovidda innenfor eksisterende konsesjon

6.4 Sammenfatning av verdiskapingspotensialet og anbefalinger

I dette delkapitlet har vi sammenfattet de estimatene for potensialet for verdiskaping relatert til hydrogen og hydrogenteknologi som er gjort i delkapittel 6.1 til 6.3. Det er viktig å understreke at dette omfatter kun noen få mulige leveranser av hydrogenteknologi, og at det trolig ville komme flere bedrifter på banen innen få år. Estimatenes i tabellen har ulike tidshorisonter, og de tall som er angitt for 2025 og 2030 forventes å stige betydelige fram mot 2050. Det kan derfor konkluderes med at potensialet for verdiskaping i 2050 vil kunne være minst 100 mrd norske kroner/år.

Teknologi/Område/Bedrift	Omfang (og tidshorisonnt)	Verdiskaping mill. kr/år
Hydrogenstasjonsteknologi (NEL)	Salg av 300 stasjoner/år (2030)	6 000
Gasstanker for hydrogenbiler (Hexagon)	Til 10 % av 1 000 000 biler i 2025	2 500
Hydrogendrivstoff i 4 norske storbyer	30 000 tonn/år i 2030 (middels scenario)	2 700
Hydrogen for industriformål (TiZir ++)	50 000 tonn/år ~ 5 x Tizir-størrelse (2025)	2 000
Hydrogeneksport		
-fra fornybare kilder	33 TWh i 2050 (forutsetter ny fornybar)	20 000
-fra naturgass med CCS	135 TWh i 2050 (Anslag 17% teoretisk)	60 000

Med en strategisk satsing på en sterk hydrogenindustri, både innen forskning og utvikling og ikke minst i form av pilotprosjekter, forventes verdiskapingspotensialet å kunne bære betydelig.

Markedet for hydrogenteknologi etableres nå, og Norge har gode forutsetninger for og betydelige muligheter til å ta del i verdiskapingen. Vi har en egeninteresse i å bidra til at hydrogen fases inn som et supplement til elektrisitet som energibærer. Storskala anvendelse av hydrogen i Europa vil kreve stor hydrogenimport og vi vil kunne tilby dette- både fra avkarbonisert naturgass og fra fornybare kilder. Introduksjon av hydrogen er derfor viktig, slik at man kan høste erfaring fra bruk i lokal/regional skala og utvikle nye produkter og konsepter.

I dag eksporterer Norge omlag 110 mrd SM³ gass/år til utlandet. Dette tilsvarer en energimengde på omlag 1200 TWh som omsatt til hydrogen med CO₂ håndtering kan utgjøre omlag 600-800 TWh CO₂ fri høyverdig energi. For distribuert produksjon vil imidlertid elektrolyse spille en større rolle da CO₂ håndtering lokalt normalt ikke er et alternativ. Vår vannkrafteksport utgjør i et normalår til sammenligning omlag 15-20 TWh, men med det svensk-norske grønne sertifikatmarkedet forventes kraftoverskuddet å øke betydelig. Det er derfor også muligheter for hydrogeneksport basert på elektrisitet fra ikke-kontinuerlige, fornybare kilder som for norske forhold i praksis vil være fra vind- og småkraft. Norge har svært store, uutnyttede fornybare energiressurser. Teknisk utnyttbart vil det likevel på langt nær kunne matche de fossile gassressursene. De kan likevel spille en viktig rolle i samspill med fossilbasert hydrogen ved å trekke nytte av den samme infrastrukturen for distribusjon og sluttbruk.

SINTEF mener det ligger et stort grønt verdiskapingspotensial for Norge ved å ta aktivt del i introduksjonen av hydrogen i fremtidens energi- og transportsystem. Våre anbefalinger oppsummerer seg slik:

Det bør legges til rette for Norge som tidligmarked for lavutslippskjøretøy inkludert hydrogen ved å:

- Etablere insentiver som kan bidra til etablering av en basis infrastruktur av hydrogenstasjoner

- Opprettholde virkemidler for innfasing av nullutslippskjøretøy, også for nyttekjøretøy, inntil markedet kan operere etter kommersielle prinsipper, anslagsvis inntil det finnes 50 000 hydrogenbiler på veiene
- Stille krav til andel 0-utslippskjøretøy i offentlige anskaffelser av kjøretøy og transporttjenester
- Styrke Enovas støtteordninger innen hydrogenteknologi gjennom neste 4-årsavtale (2017-2020)
- Øke støtten til transportforskning for å sikre verdiskaping knyttet til lavutslippsmobilitet
- Legge til rette for involvering av norske industrielle aktører og dermed bane vei for økt konkurransekraft internasjonalt for produkter, tjenester og kompetanse fra Norge.
- Sist, men ikke minst, styrke forsknings- og utviklings budsjettene for å lukke de gap som eksisterer innen teknologi og kunnskap

Norge som produsent og eksportør av hydrogen i stor skala:

- Utrede potensialet for storskala eksport av bærekraftig hydrogen fra Norge både basert på videreforedling av naturgass med karbonfangst og lagring, og fra fornybare energikilder.
- Finansiere noen større introduksjonsprosjekter for hydrogenproduksjon for innenlands bruk så vel som for eksport til Europa gjerne i samarbeid med hovedsamarbeidsland for norsk gaseksport (England, Tyskland, Nederland, Belgia)
- Etablere dialog på det politiske plan med europeiske og eksempelvis japanske myndigheter med sikte på strategiske samarbeid innenfor hydrogen. Samarbeidet kan ha form av forskerutveksling og mobilitetsprogrammer, felles demonstrasjon og gjennomføring av prosjekter og kommersielle avtaler om levering av hydrogen og hydrogenteknologi. Det er selvsagt avgjørende at de store industrielle aktørene i Norge tar aktivt del i slik etablering.
- Etablere en helhetlig hydrogenstrategi for Norge- se anbefalinger under Lav- og nullutslippsmobilitet.

Totalt sett utgjør introduksjonen av hydrogen i de globale energi- og transportsystemene en stor mulighet for Norge til fortsatt stor verdiskaping basert på egne energiresurser, lang erfaring og høy kompetanse. Hydrogen utgjør i så måte kanskje Norges potensielt største bidrag til lavutslippssamfunnet i en internasjonal kontekst.

7 Referanser

- Berstad D.O. og Nekså P. (2015), *Flytende vind og gass til Japan*, Kronikk i Dagens Næringsliv 10. april 2015, s. 31, [http://www.dn.no/meninger/debatt/2015/04/09/2153/Teknologi/flytende-vind-og-gass-til-japan-eller http://gemini.no/en/2015/04/liquid-wind-and-gas-to-japan/](http://www.dn.no/meninger/debatt/2015/04/09/2153/Teknologi/flytende-vind-og-gass-til-japan-eller-http://gemini.no/en/2015/04/liquid-wind-and-gas-to-japan/)
- DENA 2015, German Energy Agency, Power to Gas, pages 16/17, http://www.powertogas.info/fileadmin/content/Downloads/Brosch%C3%BCren/dena_PowertoGas_2015_en_gl.pdf
- Gassnova (2015), *Mulighetsstudier av fullskala CO₂-håndtering*, <http://www.gassnova.no/no/Sider/Mulighetsstudier-av-fullskala-CO2-handtering.aspx>, aksessert 2016-04-05
- IndustriEnergi (2015), *Det grønne skiftet tar form i Tyssedal*, <http://www.industrienergi.no/nyheter/det-gronne-skiftet-tar-form-i-tyssedal/>, aksessert 2016-04-06
- International Energy Agency (IEA) (2012), *Energy technology perspectives 2012*, Paris, 2012
- International Energy Agency (IEA) (2015), *Technology Roadmap: hydrogen and fuel cells*, Paris, 2015
- Kamiya, S., Nishimura, M., Harada, E. (2015), *Study on Introduction of CO₂ Free Energy to Japan with Liquid Hydrogen*. Physics Procedia, 2015. 67: p. 11-19.
- Kolbeinsen L. (2014), *Mulige utslippsreduksjoner i industrien: Naturgass*, Notat til Gassmaks programmet i Møller-Holst, S. (2015), Hydrogenproduksjon basert på vindkraft fra Raggovidda vindpark – Forstudium, (SINTEF-rapport F26826, mars 2015).
- Møller-Holst, S et al. (2012), Hydrogenrådets Handlingsplan 2012-2015, Hydrogenrådet som rådgivende organ for Olje- og Energi og Samferdselsdepartementet 2006-2014, www.hydrogen.no/hydrogenrådet
- Nekså P. and Berstad D. (2015), *Sites and concepts for possible hydrogen production and export from Norway*, Japan-Norway Energy Science week 2015, 27-28 mai, Tokyo <http://in-japan.no/energy2015-day1/files/2015/06/ESW-Nekså-Hydrogen-day-1.pdf>, aksessert 2016-04-06
- NFR, SINTEF prosjekt 102001895
- NFR (2016), *Liquefied hydrogen production from surplus wind/hydro power and fossil sources in Norway - Hyper*, KPN – ENERGIX, prosj. no. 255107
- Nishimura M. (2015) *Hydrogen energy supply chain from overseas*, Japan-Norway Energy Science week 2015, 27-28 mai, Tokyo, <http://in-japan.no/energy2015-day1/files/2015/06/ESW-Nishimura-Hydrogen-day-1.pdf>, aksessert 2016-04-06
- Ohlig, K. and Decker, L. (2014) *The latest developments and outlook for hydrogen liquefaction technology*, AIP Conference Proceedings, 2014. 1573(1), p. 1311-1317.
- SINTEF (2016), Tomasgard, A, Møller-Holst, S, Thomassen, M, Bull-Berg, H, Damman, S, Bjørkvoll, T, *Nasjonale rammebetingelser og potensial for hydrogensatsingen i Norge*, SINTEF-rapport A27350.
- Stiller, C et al (2008), resultater fra det SINTEF-koordinerte Norways-prosjektet, *Options for CO₂-lean hydrogen export from Norway to Germany*, Energy 33 (2008) 1623–1633, www.ntnu.no/ept/norways
- Thomassen, M, "Vil eksportere overskuddskraft som hydrogen", TU 2.januar 2013, <http://www.tu.no/artikler/vil-eksportere-overskuddskraft-som-hydrogen/234040>
- Voldsund, M., Jordal, K. and Anatharaman, R. (2016), *Hydrogen production with CO₂ capture*, Int. J. of Hydrogen Energy, in press, <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.01.009>

Kilder for energi og effektivitets-kostnadsdata

- IEA Energy technology essentials, Hydrogen production & Distribution (<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/iea-energy-technology-essentials-hydrogen-production--distribution.html>)
- Florida Solar Energy center (<http://www.fsec.ucf.edu/en/consumer/hydrogen/basics/fuelcells.htm>)

GCCSI 2015: [The Global status of CCS: 2015 Summary report](#)

OD CO₂ Atlas: CO₂ Samleatlas for norsk kontinentalsokkel ([CO₂ Storage Atlas, 2014](#))

Tangen G, Lindeberg EGB, Nøttvedt A, Eggen S. Large-scale Storage of CO₂ on the Norwegian Shelf Enabling CCS Readiness in Europe. *Energy Procedia*. 2014;**51**:326-33.

BIGCCS – International CCS Research Centre, [Hjemmeside](#).

NORDICCS – Nordic CCS Competence Centre, [Hjemmeside](#).

Munkejord, S. T. Hvorfor gode modeller er viktig for sikker og effektiv CO₂-transport. [#SINTEFenergy](#), 2015-03-03.

Munkejord, S. T., Hammer, M. and Løvseth, S. W. CO₂ transport: Data and models – A review. *Applied Energy*, vol. 169, pp. 499–523, May 2016.

Tabell 1 En oversikt over effektiviteten til de viktigste trinnene i verdikjedene er gitt i tabellen under (Kilde: Technology roadmap. Hydrogen and fuel cells. IEA 2015 Paris.).

Table 15: Parameters used in the model for stationary hydrogen generation and conversion technologies as well as for energy storage and VRE integration systems today and in the future

		Unit	Hydrogen generation and conversion								Energy storage and VRE integration						Benchmark	
			Alkaline electrolyser	PEM electrolyser	NG SMR	NG SMR with CCS	Coal CCS	Biomass gasification	Alkaline FC	PEM FC	H ₂ PtP PEM/PEM	H ₂ PtP ALK/PEM	H ₂ PtP PEM/OCGT	H ₂ PtG PEM HENG	H ₂ PtG PEM methan.	PHS	CAES	OCGT
Today	Efficiency	-	74%	73%	77%	70%	56%	50%	50%	43%	29%	29%	26%	73%	58%	80%	60%	39%
	Life time	hours or years	75 000	40 000	30	30	30	30	7 000	60 000	40 000	60 000	40 000	40 000	40 000	50	30	30
	Investment cost conversion	USD/kW	1 150	2 600	550	1 370	1 670	4 930	700	3 200	5 800	4 350	3 230	2 850	4 090	1 500	1 000	500
	Investment cost storage	USD/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	9	9	9	-	-	50	30	-
	Fixed O&M	-	5%	5%	3%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	3%	5%	3%
2030	Efficiency	-	75%	82%	82%	73%	57%	50%	50%	54%	42%	38%	35%	82%	67%	80%	75%	45%
	Life time	hours or years	95 000	75 000	30	30	30	30	20 000	80 000	75 000	75 000	75 000	75 000	75 000	50	30	30
	Investment cost conversion	USD/kWh	870	800	440	700	1 280	1 320	450	830	1 620	1 700	1 420	1 050	2 280	1 500	800	500
	Investment cost storage	USD/kWh	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	1	-	-	50	15	-
	Fixed O&M	-	5%	5%	3%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	3%	5%	3%



Teknologi for et bedre samfunn

www.sintef.no