



Systemvirkninger og næringsperspektiver ved hydrogen

På oppdrag fra Gassco, Innovasjon Norge, Norsk Hydrogenforum, Norsk olje og gass, Petoro, Olje- og energidepartementet og Småkraftforeninga i samarbeid med Kvinnherad Energi og Sunnhordland Kraftlag

mai, 2019

Rapport 2019-07

Om prosjektet**Om rapporten**

Prosjektnummer:	MCS-18-15	Rapportnavn:	Systemvirkninger og næringsperspektiver ved hydrogen
Prosjektnavn:	Systemvirkninger og næringsperspektiver ved hydrogen	Rapportnummer:	2019-07
Oppdragsgiver:	Multiklient	ISBN-nummer	978-82-8368-048-5
Prosjektleder:	Eivind Magnus	Tilgjengelighet:	Offentlig
Prosjektdeltakere:	Linn Skaret-Thoresen, Kristine Fiksen, Arndt von Schemde, Gorm Lunde, Adrian Mekki, Malin Wikum, Anders Lund Eriksrud og Håkon Taule (KS).	Ferdigstilt:	27.05.2019

Brief summary in English

Hydrogen is an emission free energy carrier which can be produced with minimal CO₂-emissions and could therefore be an important part of the solution to the climate change challenge. This study gives an overview of the various value chains involved in hydrogen production, transportation and usage and discusses the role hydrogen could play in the future Norwegian and European energy system. A model-based analysis shows that hydrogen could contribute to a cost-efficient transmission to a carbon free energy system in Europe. Norway has companies and research institution which form an excellent basis for developing new businesses related to hydrogen. The Norwegian Government is in the process to write a new strategy for hydrogen and the report presents a list of policy measures that could be considered as a part of such a strategy formulation.

Om THEMA Consulting Group

Øvre Vollgate 6
0158 Oslo, Norway
Foretaksnummer: NO 895 144 932
www.thema.no

THEMA Consulting Group tilbyr rådgivning og analyser for omstillingen av energisystemet basert på dybdekunnskap om energimarkedene, bred samfunnsforståelse, lang rådgivningserfaring, og solid faglig kompetanse innen samfunns- og bedriftsøkonomi, teknologi og juss.

Disclaimer

Hvis ikke beskrevet ellers, er informasjon og anbefalinger i denne rapporten basert på offentlig tilgjengelig informasjon. Visse uttalelser i rapporten kan være uttalelser om fremtidige forventninger og andre fremtidsrettede uttalelser som er basert på THEMA Consulting Group AS (THEMA) sitt nåværende syn, modellering og antagelser og involverer kjente og ukjente risikoer og usikkerheter som kan forårsake at faktiske resultater, ytelser eller hendelser kan avvike vesentlig fra de som er uttrykt eller antydning i slike uttalelser. Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. THEMA påtar seg ikke ansvar for eventuelle tap for Kunden eller en tredjepart som følge av rapporten eller noe utkast til rapport, distribueres, reproduseres eller brukes i strid med bestemmelsene i vårt engasjementsbrev med Kunden. THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.

INNHold

	SAMMENDRAG	3
1	INNLEDNING.....	11
2	HYDROGENØKONOMIENS EGENSKAPER OG VERDIKJEDER	13
2.1	Innledning	13
2.2	Overblikket.....	13
2.2.1	<i>Produksjon av hydrogen</i>	<i>13</i>
2.2.2	<i>Lagring og transport av hydrogen</i>	<i>14</i>
2.2.3	<i>Anvendelsesområder for hydrogen</i>	<i>15</i>
2.3	Hydrogens betydning for norske klimautslipp	18
3	HYDROGEN I NORSK OG EUROPEISK ENERGIFORSYNING	19
3.1	Innledning.....	19
3.2	Hydrogen som fleksibilitetsleverandør i Europa.	19
3.2.1	<i>Innledning.....</i>	<i>19</i>
3.2.2	<i>Analysens forutsetninger</i>	<i>20</i>
3.2.3	<i>Resultater for 2040</i>	<i>21</i>
3.2.4	<i>Implikasjonene.....</i>	<i>24</i>
3.3	Hydrogen som energiløsning i telecom	24
3.3.1	<i>Hydrogen til reservestrøm.....</i>	<i>24</i>
3.3.2	<i>Hydrogen som energiløsning til avsidesliggende basestasjoner</i>	<i>25</i>
3.4	Hydrogen som energiløsning til oppdrettsanlegg	27
3.5	Hydrogen som helhetlig energiforsyning til Longyearbyen på Svalbard	28
3.6	Hydrogen fra småkraftanlegg som mangler nett.....	29
3.7	Eksport av hydrogen til Hamburg basert på vindkraft som mangler nett....	31
3.8	Power to power hydrogenkjede for å unngå overlast på R-nettstrafo	31
3.9	Hydrogen som primær- og sekundærreserve.....	32
3.10	Oppsummering av casene om hydrogens rolle i norsk energiforsyning.....	33
4	PERSPEKTIVER FOR NORSK NÆRINGSUTVIKLING	34
4.1	Den globale markedsutviklingen	34
4.2	Det norske markedet fram til 2030	34
4.3	Produksjon og eksport av hydrogen basert på norske energiressurser	35
4.3.1	<i>Hydrogenproduksjon basert på norske kraftressurser</i>	<i>36</i>
4.3.2	<i>Norske naturgassressurser kombinert med CCS kan gi store mengder lavutslippshydrogen</i>	<i>37</i>
4.3.3	<i>Hydrogen kan videreføre Norges rolle som energileverandør til Europa ...</i>	<i>38</i>
4.4	Næringsutvikling og eksportmuligheter knyttet til teknologi og løsninger ...	39

4.4.1	<i>Det er en lang rekke norske aktører som arbeider med hydrogen.....</i>	39
4.4.2	<i>Eksempler på hydrogenrelatert virksomhet i Norge i dag</i>	41
4.5	Oppsummering	44
5	IMPLIKASJONER FOR NORSK ENERGI- OG KLIMAPOLITIKK.....	45
5.1	Innledning	45
5.2	Mål, tiltak, barrierer og virkemidler	45
5.2.1	<i>Verktøykassen.....</i>	45
5.3	Barrierene kan bygges ned ved det dynamiske samspillet mellom teknologi, markedskrefter og politikk.....	47
5.4	Innspill til en norsk hydrogenstrategi.....	47
5.4.1	<i>Overordnet mål.....</i>	48
5.4.2	<i>Tiltak og virkemidler for en fremtidsrettet hydrogenstrategi.....</i>	49
6	AVLUTTENDE KOMMENTARER	54
	REFERANSER	55

SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER

Hydrogen vil som en utslippsfri energibærer redusere CO₂-utslipp når det erstatter fossile energiprodukter. Hydrogen har størst potensial i anvendelser der direkte elektrifisering kommer til kort. Med en forventet kostnadsnedgang ved produksjon, distribusjon og bruk, kan hydrogen bidra til en kostnadseffektiv omstilling av energisystemet i Europa. Norge har tilgjengelige energiressurser og aktører innen næringsliv og forskning med relevant teknologisk kompetanse og kommersiell erfaring som kan gjøre hydrogen til et svært interessant satsningsområde for norsk økonomi.

Hydrogen kan bidra til å realisere globale klimamål

Hydrogen har fire helt sentrale egenskaper som gir grunn til å forvente at hydrogen vil spille en viktig rolle i å dekarbonisere norsk og internasjonal energiforsyning:

- Hydrogen har ingen utslipp av klimagasser når det forbrennes
- Hydrogen kan fremstilles med ingen eller med svært lave utslipp av klimagasser
- Hydrogen kan transporteres og lagres over lang tid uten å tape energiinnhold
- Hydrogen kan erstatte fossile energikilder i mange anvendelser, innenfor transport, tradisjonell industri og energisektoren og som en komponent i fremstilling av syntetiske produkter.

Med disse fire egenskapene har hydrogen forutsetninger til å spille en sentral rolle i å nå de globale klimamålene, særlig på de områdene der elektrifisering og batteriteknologien kommer til kort.

På de områdene der hydrogen forventes å bli konkurransedyktig, kan bruk av hydrogen innen 2050 bidra med et globalt utslippskutt på i størrelsesorden 20 prosent sammenlignet med dagens utslippsnivå. Behovet for å omstille det globale energisystemet og hydrogengassens egenskaper som en utslippsfri energibærer, gjør at mange ser det som påkrevet å fremskynde introduksjonen av hydrogen som en viktig del av løsningen på klimaproblemet.

Produksjon av hydrogen

De mest aktuelle produksjonsmetodene omfatter elektrolyse der vann spaltes i hydrogen og oksygen ved å tilføre elektrisk energi, og dampreforming av metangass der metanen splittes i hydrogen og CO₂. For at produksjonsprosessene skal gi en positiv klimagevinst, må kraften som brukes være basert på fornybare energikilder, mens CO₂-gassen fra dampreformeringsprosessen må lagres i geologiske strukturer ved å etablere en verdikjede for transport og lagring (CCS).

Hydrogen som produseres med fornybare energikilder, omtales som grønt hydrogen, mens hydrogen fremstilt av naturgass med CO₂-håndtering omtales som blått hydrogen. Blått hydrogen vil ha et restutslipp av CO₂ på om lag 10 prosent av karboninnholdet i naturgassen. Hydrogen produsert på basis av naturgass uten CO₂-håndtering kalles grått hydrogen.

Anvendelsesområder

Transport

Hydrogen har et stort potensial som drivstoff i transportsektoren. Hydrogenet må da først konverteres til elektrisitet i en brenselcelle som i neste omgang brukes til å drive en elektromotor. Hydrogendrift er særlig aktuell for den tyngre delen av transportvolumet på vei, for drift av skip, for tog som ikke allerede er på elektrisk drift og kanskje også i luftfart på lengre sikt. Hydrogen har noen viktige fordeler som utslippsfritt drivstoff, i første rekke knyttet til rekkevidde, fylletid og tyngde sammenlignet med batteri-elektriske transportmidler. Den viktigste ulempen er stort volum pr. energienhet.

Industri

Over halvparten av verdens hydrogenproduksjon brukes i dag til fremstilling av ammoniakk, mens om lag en fjerdedel anvendes i raffineringsindustrien, blant annet i avsvovlingsprosesser og katalytisk cracking. Om lag 10 prosent brukes i dag til metanolproduksjon. Hydrogen kan også brukes som reduksjonsmiddel i stålindustrien. Øvrige anvendelser inkluderer produksjon av ulike syntetiske stoffer, glass, elektronikk og metall-legeringer og syntetiske næringsstoffer. Å erstatte dagens grå hydrogen basert på fossile energikilder samt dekke det økte hydrogenbehovet i industrien, som vil følge av videre industriell vekst, med grønt eller blått hydrogen, vil gi en betydelig klimagevinst.

Varmesektoren

Oppvarming representerer rundt en tredjedel av verdens energiforbruk og står for en femtedel av verdens klimagassutslipp. Bruk av hydrogen for oppvarming av hus er et aktuelt klimatiltak i land der gass brukes til oppvarming og koking og der den etablerte gassinfrastrukturen kan konverteres til hydrogen. Konvergering av varmemarkedet til hydrogen representerer et betydelig markedspotensiell. Equinor har sammen med britiske Northern Gas Networks vært med på å utvikle en løsning for omstilling av varmesystemet i deler av Nord-England fra naturgass til hydrogen produsert med naturgass i kombinasjon med CCS. Videre kan varmen som avgis i forbindelse med elektrolyse av hydrogen benyttes som energikilde i fjernvarmeproduksjon.

Kraftsektoren

Hydrogen kan brukes til energilagring og til produksjon av kraft, enten ved bruk av brenselceller eller som brensel i hydrogengasskraftverk. Lagring av energi i form av hydrogen har mange av de samme systemegenskapene som vannmagasiner og pumpekraftverk, men vil trolig være et konkurransedyktig alternativ der vannmagasiner ikke er tilgjengelig og pumpekraftverk heller ikke er noe godt alternativ.

Vi har sett nærmere på hydrogen sin rolle i energisystemet.

Hydrogen sin rolle i energiforsyningen

Hydrogen kan bidra til en effektiv omstilling av det europeiske energisystemet

Kraftproduksjon basert på vind og sol er uregulerbar, noe som øker behovet for fleksibilitet både hos kraftprodusenter og forbrukere. Forbrukssiden kan i noen grad endre forbruket på kort sikt, men ikke så mye som det økende innslaget av uregulerbar produksjon i det europeiske kraftsystemet vil kreve. Energilagring er derfor nødvendig for å håndtere den økede ustabiliteten i kraftproduksjonen som mer vind og sol medfører.

Vannkraftanlegg med vannmagasiner, slik vi har mange av i Norge, er meget effektive energilagere. Vannet i magasinene kan lagres over mange år og kan benyttes til kraftproduksjon i perioder der tilslaget er mindre enn kraftbehovet. Tilgangen på vannmagasinene begrenser Norges behov for å investere i mer energilagring. I Europa for øvrig er imidlertid tilgangen på lagringskapasitet i form av vannmagasin begrenset. Batterier er heller ikke et aktuelt lagringsmedium når svært store energimengder skal lagres over lengre tid. Hydrogen er en energibærer som kan lagres uten å miste energiinnholdet.

EU har et mål om å avkarbonisere energisektoren fram til 2050. Det skjer gjennom en forventet videre massiv overgang til fornybare energikilder og konvertering fra direkte bruk av fossile brenslere til utslippsfrie energibærere i de ulike energiforbrukende sektorene.

Vi har sett nærmere på hvilken betydning hydrogen kan få i et fremtidig energisystem i Europa. I analysen har vi utvidet vår kraftmarkedsmodell med en hydrogenmodul og simulert markedsbalansen i 2040. Simuleringene viser at det kan være kostnadseffektivt å investere i produksjonskapasitet for hydrogen, produsere hydrogen når det er mye vind- og solkraftproduksjon og bruke hydrogen til kraftproduksjon i perioder med lite fornybar kraftproduksjon. Uten fleksibiliteten

fra hydrogen måtte det bygges enda flere vind- og solparker eller investeres i dyrere og mindre hensiktsmessige energilagringalternativer.

Simuleringene viser også at det er synergier mellom blått og grønt hydrogen. Det skyldes at blått hydrogen har en fleksibilitet som er uavhengig av værforholdene, mens grønt hydrogen kan produsere hydrogen i perioder med overskuddsproduksjon til en lav kostnad. Det finnes i dag få alternativer til hydrogenets fleksibilitet. Hydrogen kan derfor bli en viktig bidragsyter i et karbonnøytralt europeisk kraftsystem. Hydrogen i kraftsystemet har størst verdi i områder med mye uregulerbar kraftproduksjon og/eller lite annen fleksibilitet over flere uker.

Muligheter for hydrogen i norsk energiforsyning

For å belyse hydrogen sine muligheter i norsk energiforsyning har vi analysert i alt 6 case i Norge;

- Hydrogen som energiløsning på Svalbard
- Hydrogen som energiforsyning for telecom (reservekraft og til avsidesliggende basestasjoner)
- Hydrogen som energiforsyning for oppdrettsanlegg
- Hydrogen som alternativ til nett i forbindelse med kraftutbygging (vind- og småkraft)
- Hydrogen som fleksibilitet for å unngå investering i transformatoranlegg (R-nett)
- Hydrogen som leverandør av balansetjenester

Case-studiene peker på en del muligheter og dilemmaer for hydrogen i norsk energiforsyning:

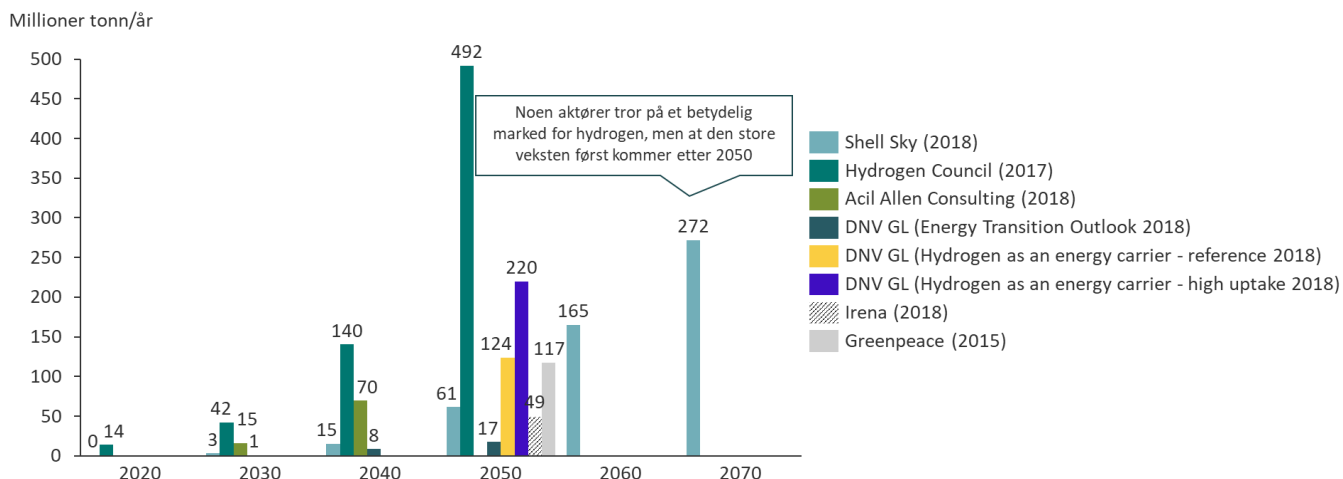
- Norge har gjennom vannkraften et fleksibelt kraftsystem. Vannkraftens fleksibilitet gjør at verdien av hydrogen som fleksibilitetsreserve er mindre i Norge enn i Europa. Likevel viser case-gjennomgangen, som er omtalt i rapporten, at hydrogen kan bli konkurransedyktig dersom flere anvendelser er med på å dekke de faste kostnadene ved hydrogenproduksjonen. Hydrogen har egenskaper til å spille en rolle i balansemarkedene, men betalingsviljen for balansetjenester må da øke.
- For noen anvendelser som mangler nettilgang, er hydrogenløsninger konkurransedyktige allerede i dag. Det gjelder særlig leveranser til basestasjoner (telecom). For energiforsyning til oppdrettsanlegg er hydrogenleveranser fortsatt dyrere enn dieselaggregater, men behov for miljøsertifisering kan likevel gjøre at hydrogenalternativet foretrekkes av kommersielle aktører.
- Kostnadene ved transport og lagring og er pr. i dag en økonomisk barriere. Å utvikle mer kostnadseffektive transport- og lagerløsninger er viktige for det langsiktige potensialet for norskprodusert hydrogen.
- For å utnytte skalafordeler er det viktig å utvikle verdikjeder som betjener flere markeder samtidig. Det betyr at en bør se anvendelsesmuligheter i energisektoren i sammenheng med utviklingen av et marked for grønt og blått hydrogen til transport- og industriformål.

Potensial for norsk næringsutvikling

Det globale markedspotensialet

Det er mange institusjoner som i løpet av de siste årene har publisert vurderinger av det fremtidige markedspotensialet for hydrogen på lang sikt. Vi har samlet og systematisert de ulike analysene. En oppsummering er vist i figuren nedenfor.

Anslag på den globale etterspørselen etter hydrogen på lang sikt¹



Ikke uventet er det store forskjeller mellom ulike anslag for den fremtidige globale etterspørselen. Hydrogen Council, som kom med en rapport i 2017 er mest optimistisk, mens DNV GL er noe mer forsiktig i sine framskrivninger. Et fellestrekk er at det skjer relativt beskjeden markedsoppbygging fram til 2030, men at det tar av mellom 2030 og 2040. En mulig forklaring på de store forskjellene er at noen opererer med potensialstudier, mens andre legger inn sine forventninger om markedsoppbyggingen.

Det norske hydrogenmarkedet

Det er en rekke planlagte prosjekter knyttet til produksjon av hydrogen i Norge, det største kjente av disse har alene en produksjon på 5-6 000 tonn hydrogen årlig. Dette gjelder prosjektet som SKL, Gasnor og Kvinnherad kommune har².

Det er nylig gjort flere vurderinger av markedspotensialet for det norske hydrogenmarkedet fram til 2030. DNV GL ser for seg økende bruk av hydrogen i første rekke til tyngre kjøretøy og busser (årlig 36 000 tonn) og til skipsfart i norske farvann (årlig 18 000 tonn). Inkluderer en hydrogendrift på Rauma- og Rørosbanen og at TIZir omstiller til hydrogen, kommer en opp i et marked på 64 000 tonn fornybart hydrogen pr. år innen 2030. I tillegg kommer et årlig forbruk på 187 000 tonn i industrien som DNV GL forventer vil forbli grått fram til 2030. Greenstat er vesentlig mer optimistisk enn DNV GL og ser for seg et totalmarked for rent hydrogen i Norge på 184 000 tonn, og ytterligere 250 000 tonn til eksport.

Dersom en antar at det i elektrolyse trengs 50 kWh strøm pr. kilo hydrogen, gir det et årlig ekstra kraftbehov på 3,2 og 21,7 TWh fram til 2030 for å realisere henholdsvis DNV GLs og Greenstats markedsanslag dersom det skal være grønt.

Norge har et godt utgangspunkt for å utvikle hydrogenrettet virksomhet

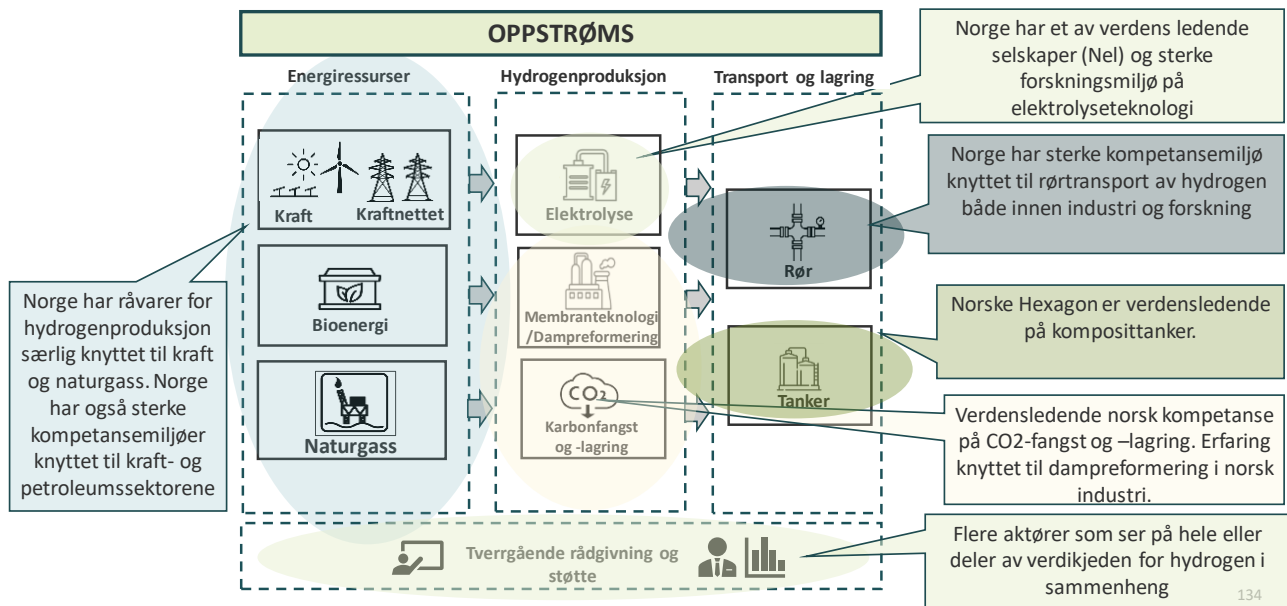
Norge har ressurser som gjør oss i stand til å produsere betydelige kvanta grønt eller blått hydrogen som kan dekke det norske markedet og som kan danne ressursgrunnlaget for en betydelig del av hydrogenbehovet i Europa i et tidsperspektiv fram til 2050. I tillegg har vi bedrifter som har kapasitet til å løfte kapitalintensive prosjekter og vi har en underskog av leverandørbedrifter som kan levere utstyr og tjenester.

En oversikt presenteres på figurene på neste side.

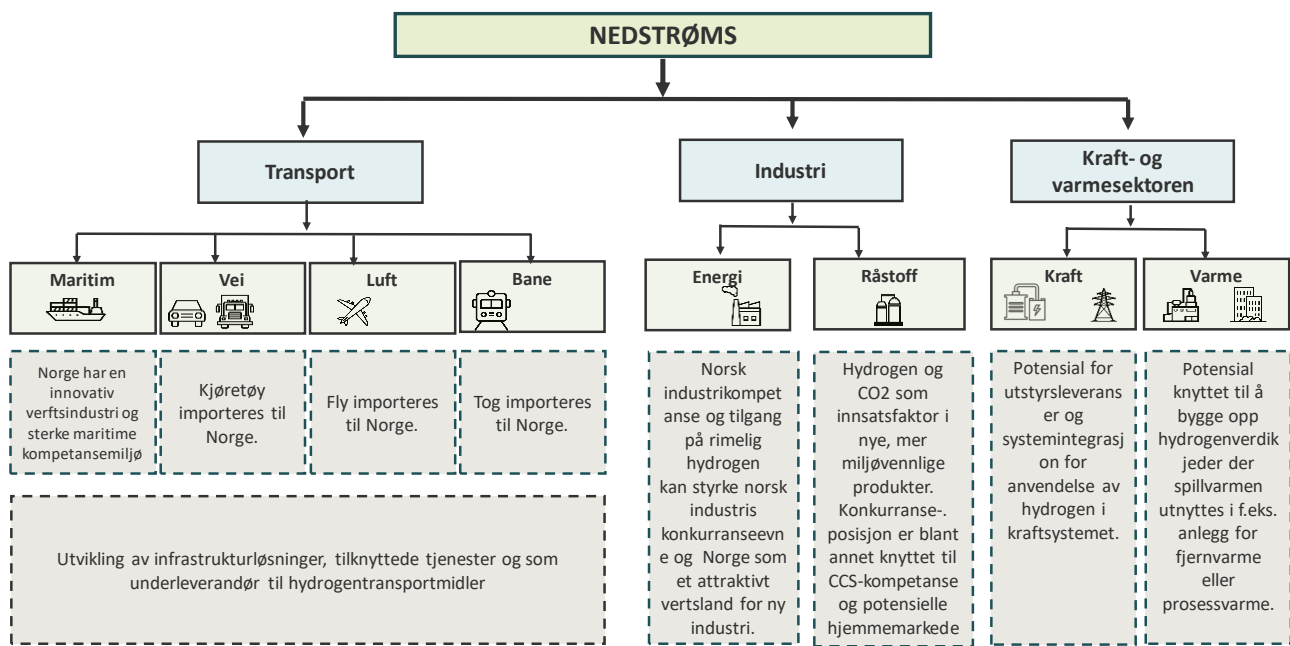
¹ Etterspørsel er uten dagens volum som er 95% grå hydrogen – dagens volum er på ca. 55 millioner tonn/år

² Artikkel om samarbeidsavtale mellom SKL, Gasnor og Kvinnherad kommune tilgjengelig [her](#).

Norge har gode energiresurser og sterke kompetansemiljøer oppstrøms i verdikjedene for hydrogen



Det er også gode muligheter for næringsutvikling i Norge nedstrøms i verdikjedene for hydrogen



Norske naturressurser som innsatsfaktor i hydrogenproduksjon

Norsk gassproduksjon lå i 2018 på vel 120 milliarder SM³ hvorav det aller meste gikk til eksport. Norsk normal kraftproduksjon lå samme år på ca. 141 TWh, mens det norske temperaturkorrigerte kraftforbruket var 135 TWh. Det ga et underliggende kraftoverskudd på 6 TWh i 2018.

Energiinnholdet i Norges gassproduksjon er langt høyere enn energiinnholdet i norsk kraftproduksjon samtidig med at det meste av naturgassen går til eksport. Mens 10 prosent av norsk gassproduksjon i kombinasjon med CCS er nok til å fremstille 2,5 millioner tonn blått hydrogen, vil 10 prosent av norsk kraftproduksjon rekke til om lag 280.000 tonn grønt hydrogen. Det innebærer at blått hydrogen basert på norske gassressurser kan ta langt høyere markedsandeler av et fremtidig

globalt hydrogenmarked enn grønt hydrogen basert på norsk kraftproduksjon. Det gjelder selv med en storstilt utbygging av fornybar kraftproduksjon i Norge.

Mulighetene for å bygge opp produksjonskapasitet basert på norske energiresurser er imidlertid ikke bare avhengig av ressursgrunnlaget, men også av teknologisk modenhet og kostnadsforholdene i de ulike verdikjedene, der skala og transportløsninger er viktige faktorer. Kundenenes preferanser mht. produksjonsmetode og alternative anvendelser av ressursene vil også være en faktor av betydning. Det betyr at vi i dag kan se for oss hydrogeneksport basert både på norsk gass og nye, norske fornybarkraftprosjekter.

Deler av det norske gasstransportsystemet kan sannsynligvis re-klassifiseres til å transportere hydrogen til Storbritannia og kontinentet noe som kan vise seg å øke verdien av norskprodusert hydrogen sammenlignet med alternative transportformer.

Norge har bedrifter og forskningsmiljøer som kan gi vekst og ny næringsvirksomhet.

Norge har en historie innen hydrogenforskning, spesielt på grunnforskningsstadiet som gjør oss aktuelle for å videreføre forskningen når markedet tar form. I det siste har fokuset skiftet mer mot direkte oppdragsforskning for kommersielle aktører. Både SINTEF, NTNU og UiO har vært med i flere internasjonale hydrogenprosjekter. Vi har kartlagt nærmere 100 norske aktører som har et engasjement knyttet til hydrogen, men foreløpig er det et fåtall som har hydrogen som sin hovedbeskjeftigelse. Gjennomgangen viser likevel bredde og dybde innen flere områder både oppstrøms og nedstrøms.

Norge ligger i front på mange aspekter av produksjonssiden, med fokus både på naturgass-reforming, CCS og elektrolyseteknologi. Norge har vært en «early mover» innen maritim sektor, og ved å opprettholde forskning på dette feltet har vi potensial til å innta en posisjon som markedsleder på enkelte områder. Dersom hydrogenmarkedet tar av i det omfanget de mest optimistiske studiene antyder, og Norge tar en andel av markedet som er på linje med Norges andel av den globale økonomien, kan hydrogen bli en betydelig industri i Norge.

Innspill til en norsk hydrogenstrategi

Norske myndigheter er nå i ferd med å utforme en mer fokusert hydrogenstrategi. I denne sammenhengen er det viktig å se mulighetene, men også erkjenne at det er usikkert hvor raskt og hvor omfattende hydrogensektoren vil utvikle seg. Satsning på hydrogen gjennom en nasjonal hydrogenstrategi må derfor være smart og sees på som en del av en diversifisert portefølje av klimarettede virkemidler der en tør å satse under usikkerhet.

En norsk hydrogenstrategi bør reflektere en god balanse mellom å være realistisk og fremoverlent. Strategien skal være noe å strekke seg etter, men blir den for ambisiøs og urealistisk, mister strategien legitimitet. Den bør bygge på mål som gir retning og som innebærer klare prioriteringer. Prioriteringene bør bygge på Norges fortrinn både relatert til ressurser, kompetanse og aktørmønster.

Det er også viktig å understreke at norske myndigheter har og har hatt gjennom virkemiddelapparatet en rekke virkemidler for å fremme hydrogen. Våre innspill omfatter dermed både dosering og innretning på eksisterende tiltak og virkemidler og forslag til nye.

Det er viktig at Norge som en stor energinasjon avklarer hvordan norske energiresurser bør anvendes og eksporteres. Norske energiresurser bør disponeres slik at det samfunnsøkonomiske overskuddet blir høyest mulig. Langt på vei vil markedet gi signaler om hva som er den mest lønnsomme anvendelsen, men norske myndigheter kan påvirke valgene som gjøres både gjennom sin rolle som eier av infrastruktur, regulator og konsesjonsmyndighet.

En mulig langsiktig utfordring for norske gassressurser er at markedet gradvis eroderer på grunn av overgang til fornybare alternativer. Produksjon av blått hydrogen basert på norsk gass i kombinasjon med CCS kan bli en måte å utnytte norske gassressurser på innenfor rammen av en europeisk lavkarbonøkonomi. For norsk verdiskaping i et langsiktig perspektiv kan det vise seg å bli et svært

viktig spørsmål. Å engasjere seg i hydrogen blir dermed en måte å håndtere risikoen på knyttet til den fremtidige verdien av våre gassreserver.

Når det gjelder fremtidige muligheter for å produsere blått hydrogen må en avklare om det er best å transportere gass gjennom gasstransportanlegget på norsk sokkel eller om hydrogenet bør produseres i Norge og transporteres til markedet, enten gjennom en re-klassifiserte rørledninger på norsk sokkel eller på skip. Dette er ikke bare et kostnadsspørsmål, men også et spørsmål om hvilke premisser aktuelle mottakere av hydrogen produsert på norsk gass stiller.

Mulighetene til å utvikle markedet for hydrogendrift i transportsektoren er uløselig knyttet til utviklingen av en infrastruktur som kan betjene transportmidler som går på hydrogen. Et grunnleggende spørsmål er om utbyggingen bør skje i forkant eller etterkant av tilgjengelighet av aktuelle transportmidler. Hvis det skjer i forkant og med stor usikkerhet om det fremtidige behovet, er det en risiko for at det overinvesteres i infrastruktur i forhold til behovet, mens skjer det i etterkant kan det påvirke norske aktørers muligheter til å bygge opp erfaring og konkurranseevne i en tidlig fase.

I flere land, blant annet i Tyskland og Kina, bygges det ut fyllestasjoner i en tidlig fase som et ledd i å fremme bruken av hydrogendrift for tyngre kjøretøy. Det gjør at infrastrukturen er tilgjengelig for en tidlig introduksjon av hydrogendrift. Man tar altså en viss risiko, men denne veies opp mot den potensielle betydningen hydrogen kan få i å nå klimamålene og de næringsutviklingsperspektivene som følger med. En utbygging av infrastruktur bør skje skrittvis, og en må tenke i soner og kritisk masse slik at infrastrukturen kan bli et reelt alternativ i de regionene som bygges ut i en tidlig fase.

Med utgangspunkt i det arbeidet vi har gjort i denne studien kan et overordnet mål for en norsk hydrogenstrategi formuleres på følgende måte:

Norge bør aktivt posisjonere seg på prioriterte områder for utvikling av teknologi, forretningsmodeller og testing av løsninger for produksjon, transport, lagring, anvendelse og eksport av hydrogen.

Følgende tiltak bør vurderes gjennomført

1. *Norge bør innen 2025 få etablert minst 3 fullskala verdikjeder for produksjon og anvendelse av hydrogen med kort vei til kommersialitet.*
2. Hydrogen som drivstoff bør innen 2025 gjøres tilgjengelig og tas i bruk transportsektoren i Norge på områder der hydrogen forventes å bli konkurransedyktig med andre drivstoffalternativer.
3. En betydelig andel av industriens hydrogenforbruk bør bli konvertert til grønt eller blått hydrogen innen 2030.
4. Norge bør posisjonere seg for å levere hydrogen på det internasjonale markedet basert på norske ressurser.
5. Norge bør være et foregangsland for utvikling og kommersialisering av hydrogenrettede teknologiløsninger på områder der norsk kompetanse og erfaring står stekt, herunder bruk av hydrogen som innsatsfaktor i produksjon av syntetiske produkter.

Av nye virkemidler, som ikke allerede er tatt i bruk, peker vi på:

- Norge bør etablere flere piloter, demonstrasjonsanlegg og testarenaer for nye anvendelsesområder for hydrogen
- Norske myndigheter bør bidra til at det pekes på en egen enhet med ansvar for å planlegge og koordinere utbygging av en basisinfrastruktur for hydrogen til transportsektoren
- NHO og Klima- og miljødepartementet bør gjenoppta arbeidet med å etablere et CO₂-fond for næringslivets transporter

- Norske myndigheter bør vurdere å forlenge avgiftslette for hydrogendrevne personbiler etter utfasing av avgiftslette for elbiler inntil hydrogendrevne kjøretøy har nådd samme modenhetsgrad som elbiler
- Norske myndigheter bør inngå frivillige avtaler med industrien om å konvertere fra grått til grønt eller blått hydrogen
- Det bør innføres merking av produkter som er produsert med grønt eller blått hydrogen (som et alternativ til grått)
- Blått hydrogen forutsetter at CO₂-gassen lagres gjennom en verdikjede for CCS. Å få etablert en transport- og lagringsløsning for CO₂ på norsk sokkel som kan ta imot CO₂ fra blått hydrogen produsert på norsk gass, vil være et sentralt virkemiddel i arbeidet med å posisjonere norsk gass som et aktuelt råstoff for fremtidige hydrogenleveranser.
- Det er viktig at arbeidet med å klargjøre de tekniske og økonomiske forutsetningene for at deler av gasstransportsystemet på norsk sokkel kan reklassifiseres for hydrogen videreføres.
- Norske aktører, inklusiv norske myndighetsorganer, bør engasjere seg i relevante internasjonale fora for å sikre at blått og grønt hydrogen sidestilles i aktuelle markeder.
- Norge bør vurdere måter å tilrettelegge for at internasjonale bedrifter etablerer hydrogenrettet FoU til Norge.

Allerede etablerte virkemidler herunder forskningsstøtte gjennom Norges forskningsråd, støtte til infrastruktur gjennom Enova, Innovasjon Norges miljøteknologiordning, Pilot-E³, bruk av innovative og offentlige innkjøp og støtte til etablering av verdikjede for CCS bør videreføres og styrkes.

³ Pilot-E er organisert som et samarbeid mellom Norges forskningsråd, Innovasjon Norge og Enova

1 INNLEDNING

Hydrogen er en energibærer som kan fremstilles med ingen eller svært lave utslipp av klimagasser. Ved anvendelse av rent hydrogen skjer det ingen klimautslipp. De mest aktuelle produksjonsmetodene omfatter elektrolyse der vann spaltes i hydrogen og oksygen ved å tilføre elektrisk energi, og dampreforming av metangass der metanen splittes i hydrogen og CO₂. For at produksjonsprosessene skal gi en positiv klimagevinst, må kraften som brukes være basert på fornybare energikilder, mens CO₂-gassen fra dampreformeringsprosessen må lagres i geologiske strukturer, eventuelt bindes i syntetisk fremstilte produkter.

Hydrogen brukes i dag i ulike industriprosesser, hovedsakelig for fremstilling av ammoniakk, metanol eller i raffineringsindustrien. Det meste av hydrogenproduksjonen foregår i dag internt i industribedriftene. Med en fremtidig vekst i hydrogenmarkedet må en forvente at en stadig større del av hydrogenproduksjonen vil bli omsatt i et marked. Hydrogen kan dermed bli en handelsvare på lik linje med for eksempel naturgass. Det skyldes at skal en nå visjonen om et lavkarbonsamfunn, må store deler av industrien også omstille seg.

De positive egenskapene i forhold til klimautslipp gjør at mange forventer at hydrogen blir en sentral energibærer i det fremtidige globale energisystemet. Potensialet er stort, men en rask oppbygging av hydrogenmarkedet krever at teknologiene utvikles, hensiktsmessige nasjonale og internasjonale rammebetingelser kommer på plass og at det etableres forretningsmodeller som gjør det attraktivt for kommersielle aktører å engasjere seg i de ulike delene av verdikjedene. Det er en økende interesse globalt for å fremme hydrogen som et utslippsfritt alternativ til fossile energiprodukter. Det satses store forskningsmidler i de store industrilandene og flere større bilkonsern har en strategi med sikte på å utvikle og kommersialisere hydrogen-drevne kjøretøy.

Markedspotensialet for hydrogen er størst i de anvendelsene der det er kostbart eller uhensiktsmessig med direkte bruk av elektrisk energi. Det gjelder særlig den tyngre enden av transportsektoren til lands og til sjøs og i industrielle anvendelser. Det er også en potensiell stor avsetningsmulighet for hydrogen i varmemarkedet som et alternativ til direkte bruk av elektrisitet eller naturgass. Sist men ikke minst kan hydrogen spille en viktig rolle i energisystemet som et lagringsalternativ etter hvert som mer og mer av kraftproduksjonen omstilles til fornybare energikilder som vind og sol.

Hydrogen kan også bidra til at Norge innfrir sine klimaforpliktelser. Hydrogen er sannsynligvis mer velegnet enn batteridrift som drivlinje i tyngre kjøretøy og i fartøy som trenger lengre rekkevidde. Å erstatte grått hydrogen med blått eller grønt hydrogen i eksisterende anvendelser vil gi en betydelig klimagevinst.

Behovet for å omstille det globale energisystemet og hydrogengassens egenskaper som en utslippsfri energibærer gjør at mange ser det som påkrevet å fremskynde introduksjon av hydrogen som en viktig del av løsningen på klimaproblemet.

Norge har naturressurser, infrastruktur, kompetanse og næringsmiljøer som gir oss et meget godt utgangspunkt for å ta del i en fremtidig vekst i hydrogenmarkedet. Hydrogen kan derfor bli en viktig norsk industrisektor. Men det er stor aktivitet internasjonalt og konkurransen om å utvikle ny næringsvirksomhet er betydelig.

THEMA Consulting Group har derfor tatt initiativ til en bred gjennomgang av hydrogen som en viktig fremtidig energibærer. Den forliggende rapporten oppsummerer resultatet av de analysene som er gjort i prosjektet.

Denne rapporten oppsummerer prosjektets analyser, vurderinger og anbefalinger. I tillegg har vi utarbeidet en underlagsrapport i powerpoint som gir en mer dyptpløyende gjennomgang av forutsetninger, analyser og resultater. Både den forliggende rapporten og underlagsrapporten med referanser kan lastes ned gratis på THEMA's hjemmeside. (www.thema.no)

I den første delen av rapporten gir vi en oversikt over de ulike verdikjedene for produksjon, transport lagring og distribusjon av hydrogen. Denne oversikten er basert på oppdaterte norske og internasjonale studier.

I del to går vi nærmere inn på hvilken rolle hydrogen kan spille i norsk og europeisk energisektor, mens vi i del tre ser nærmere på hvilke perspektiver for norsk næringsutvikling hydrogen kan spille de neste 30 årene.

Til slutt, i del fire, gir vi innspill til Regjeringens arbeid med å formulere en norsk hydrogenstrategi.

Prosjektet er finansiert av Olje- og energidepartementet, Innovasjon Norge, Norsk olje og gass, Småkraftforeninga i samarbeid med Kvinnherad Energi og Sunnhordland kraftlag, Gassco, Petoro og Norsk Hydrogenforum. Alle analyser, vurderinger og anbefalinger er THEMA Consulting Groups fulle og hele ansvar.

2 HYDROGENØKONOMIENS EGENSKAPER OG VERDIKJEDER

2.1 Innledning

Hydrogen har fire helt sentrale egenskaper som gir grunn til å ha store forventninger til hydrogengassens fremtidige betydning både i norsk og internasjonal energiforsyning;

- Hydrogen har ingen utslipp av klimagasser når det forbrennes
- Hydrogen kan fremstilles med ingen eller med svært lave utslipp av klimagasser
- Hydrogen kan transporteres og lagres over lang tid uten å tape energiinnhold
- Hydrogen kan erstatte fossile energikilder i mange anvendelser, innenfor transport, tradisjonell industri og energisektoren og som en komponent i fremstilling av syntetiske produkter.

Hydrogen anvendt som en energibærer eller råstoff har med disse fire egenskapene forutsetninger til å spille en helt sentral rolle i å nå de globale klimamålene, særlig på de områdene der elektrifisering og batteriteknologien kommer til kort.

Den viktigste ulempen med hydrogen er at gassen har et stort volum pr. energienheten. For transportformål må gassen trykksettes, nedkjøles til flytende form eller konverteres for eksempel til ammoniakk eller metanol, noe som kan være kostbare prosesser. Hydrogen er også en eksplosiv gass som gjør at sikkerhetsaspektet står sentralt i en omfattende implementering av hydrogen.

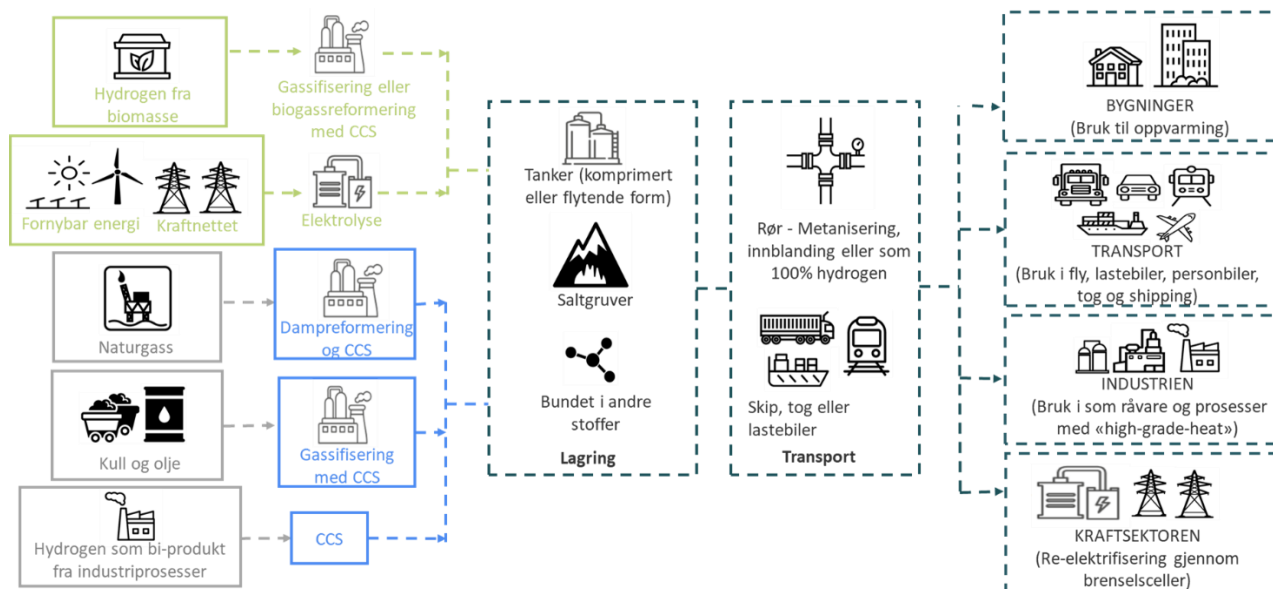
La oss først se nærmere på verdikjedene i hydrogenøkonomien.

2.2 Overblikket

2.2.1 Produksjon av hydrogen

Figur 1 gir en skematisk oversikt over verdikjedene for hydrogen

Figur 1. Skjematisk fremstilling av verdikjedene for hydrogen



Hydrogen finnes i naturen kjemisk bundet med oksygen (vann) eller bundet med karbon (hydrokarboner). For å fremstille hydrogen i ren form må en tilføre energi. Elektrolyse og dampreformering av naturgass er de viktigste fremstillingsmetodene. Ved elektrolyse spaltes vann i hydrogen og oksygen ved å tilføre elektrisk energi i en elektrolysør. I elektrolyseprosessen blir dermed oksygen et biprodukt. Rent oksygen er et kommersielt produkt med ulike

anvendelsesområder, blant annet i oppdrettsnæringen. Oksygen fra elektrolyse kan også utvikles til et komprimert produkt i oksygenmarkedet.

For at hydrogen fremstilt gjennom elektrolyse skal være utslippsfritt, må elektrisiteten som anvendes være produsert med fornybare energikilder. For at produksjon av hydrogen basert på elektrolyse skal kvalifisere for å være grønt, må produsenten dokumentere at elektrisiteten er basert på fornybare energikilder. Dersom strømmen tas fra nettet i et kraftsystem med både fossile og fornybare kraftkilder, er kjøp av opprinnelsesgarantier en måte å dokumentere at elektrisiteten er fornybar. I henhold til EUs regelverk må en energileverandør som vil dokumentere salg av fornybart hydrogen benytte seg av opprinnelsesgarantier⁴. Man kan tenkte seg at bruk av opprinnelsesgarantier for fornybar kraft vil kunne benyttes for å dokumentere produksjon av fornybart hydrogen i henhold til dette regelverket.

Ved dampreforming av naturgass spaltes metangass i hydrogen og CO₂. CO₂-gassen må tas videre inn i en verdikjede for CO₂-lagring (CCS) for at hydrogenet skal gi en positiv klimaeffekt. Blått hydrogen, dvs. hydrogen produsert på denne måten vil slippe ut anslagsvis 10 prosent av det opprinnelige innholdet av CO₂-innholdet i naturgassen. Betydningen av denne utslippskostnaden for blått hydrogen er avhengig av den fremtidige karbonprisen.

Hydrogen kan også brukes som innsatsfaktor sammen med CO₂ for fremstilling av syntetisk drivstoff eller andre syntetiske produkter. Når CO₂ inngår i syntetiske produkter i stedet for å lagres, kalles prosessen CCU (Carbon Capture and Usage). Klimaeffekten av CCU varierer en hel del avhengig av hvor lenge CO₂ blir værende bundet i de syntetiske produktene før de eventuelt forbrukes og slippes ut i atmosfæren. Klimaeffekten er også avhengig av om CO₂en som brukes er fanget fra fossile energikilder, biomasse eller fanget fra atmosfæren. Det fremheves for øvrig at bruk av hydrogen for fremstilling av syntetiske produkter i kombinasjon med fanget CO₂ også har en klimaeffekt ved at det reduserer behovet for å anvende areal til for eksempel produksjon av bioenergi eller soyabønner. Det kan dermed også gi positive effekter for biologisk mangfold og redusere CO₂-utslipp ved at det hindrer avskoging.

Ved gassreforming av naturgass i kombinasjon med CCS kan mellom 90 og 95 prosent av CO₂-innholdet i naturgassen bli fanget. Resten, altså 5-10 prosent av CO₂-innholdet i gassen blir sluppet ut til atmosfæren. Dersom gassen som anvendes i dampreforming er basert på biomasse, vil lagring av CO₂-gassen gi negative utslipp. Kull og olje kan også brukes som råstoff, men må da først gjennom en gassifiseringsprosess.

Hydrogen kan også være et biprodukt i enkelte industrielle prosesser, jfr. omtalen nedenfor.

Hydrogen som er fremstilt av hydrokarboner uten CCS omtales som grått hydrogen, mens hydrogen som fremstilles av fornybare energikilder omtales som grønt. Når hydrogenet fremstilles av hydrokarboner i kombinasjon med CCS, går det under navnet blått hydrogen.

2.2.2 Lagring og transport av hydrogen

Når hydrogen skal distribueres fra der det produseres til ulike anvendelser, må det enten trykkes eller kjøles ned til flytende form for lagring og transport fram til forbruker. Hydrogen kan også konverteres til ammoniakk, metanol eller flytende hydrokarboner før det transporteres. Ammoniakk, som er den sentrale komponenten i kunstgjødsel, fremstilles ved å tilføre nitrogen til hydrogenet. Ammoniakk kan lagres og transporteres under normale trykkforhold og brukes direkte i ulike anvendelser for eksempel i en brenselcelle. Alternativt kan hydrogenet skilles ut igjen før anvendelse. Den vanlige anvendelsen av metanol er som innsatsfaktor i ulike kjemiske produksjonsprosesser.

Hydrogen kan transporteres i rørledninger, rent eller innblandet i naturgass, eller i spesialbygde tanker på lastebiler, tog eller båter. For store mengder hydrogen er lagring i saltgruver et alternativ.

⁴ Artikkel 19 i revidert fornybardirektiv – tilgjengelig [her](#).

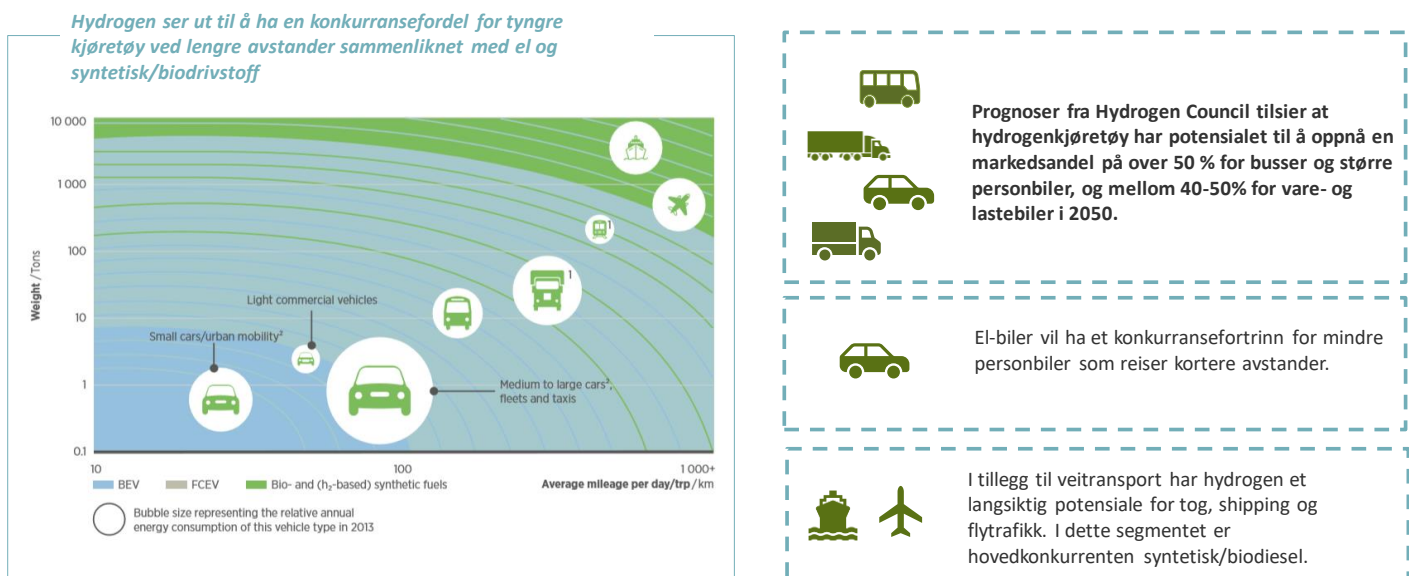
2.2.3 Anvendelsesområder for hydrogen

Drivstoff i transportsektoren

Hydrogen har et stort uutnyttet potensial som drivstoff i transportsektoren. Hydrogenet må da først konverteres til elektrisitet i en brenselscelle som i neste omgang brukes til å drive en elektromotor. Hydrogendrift er særlig aktuell for den tynge delen av transportvolumet på vei, for drift av skip, for tog som ikke allerede er på elektrisk drift og kanskje også i luftfart på lengre sikt.

På grunn av lengre rekkevidde og rask hastighet for fylling av drivstoff har hydrogendrift noen svært viktige fordeler sammenliknet med batteri-elektriske biler som også kan gjøre den aktuell i den lettere delen av transportsegmentet. Blir hydrogen tilgjengelig gjennom utbygging av fyllestasjoner, kan en tenke seg at hydrogenbiler og batterielektriske biler vil dele markedet for personbiler mellom seg der personer som prioriterer rekkevidde og rask fylletid vil velge hydrogendrift, mens personer med god ladetilgjengelighet og mindre behov for lang rekkevidde og rask fylletid vil holde fast på batterielektriske biler.

Figur 2. Hydrogen som drivstoff i transportsektoren

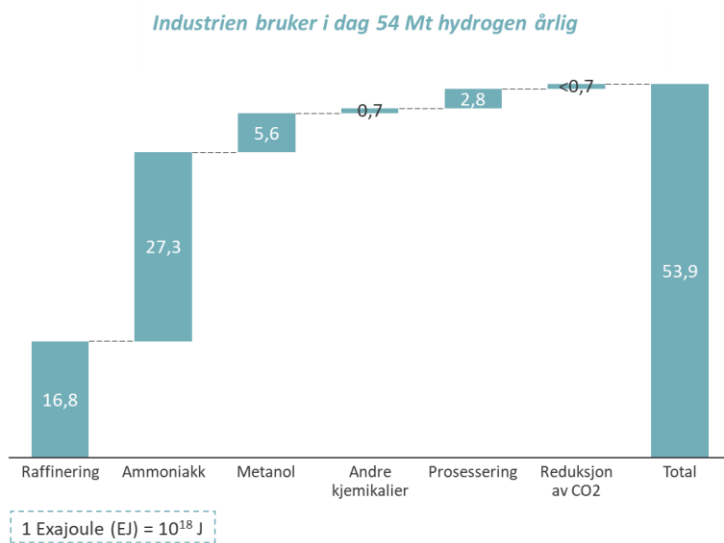


IRENA; hydrogen from renewable power (2018), THEMA Rapport 2018 – Teknologit utvikling og incentiver for klimavennlig næringstransport, Hydrogen Council, scaling up hydrogen (2017)

18

Industri

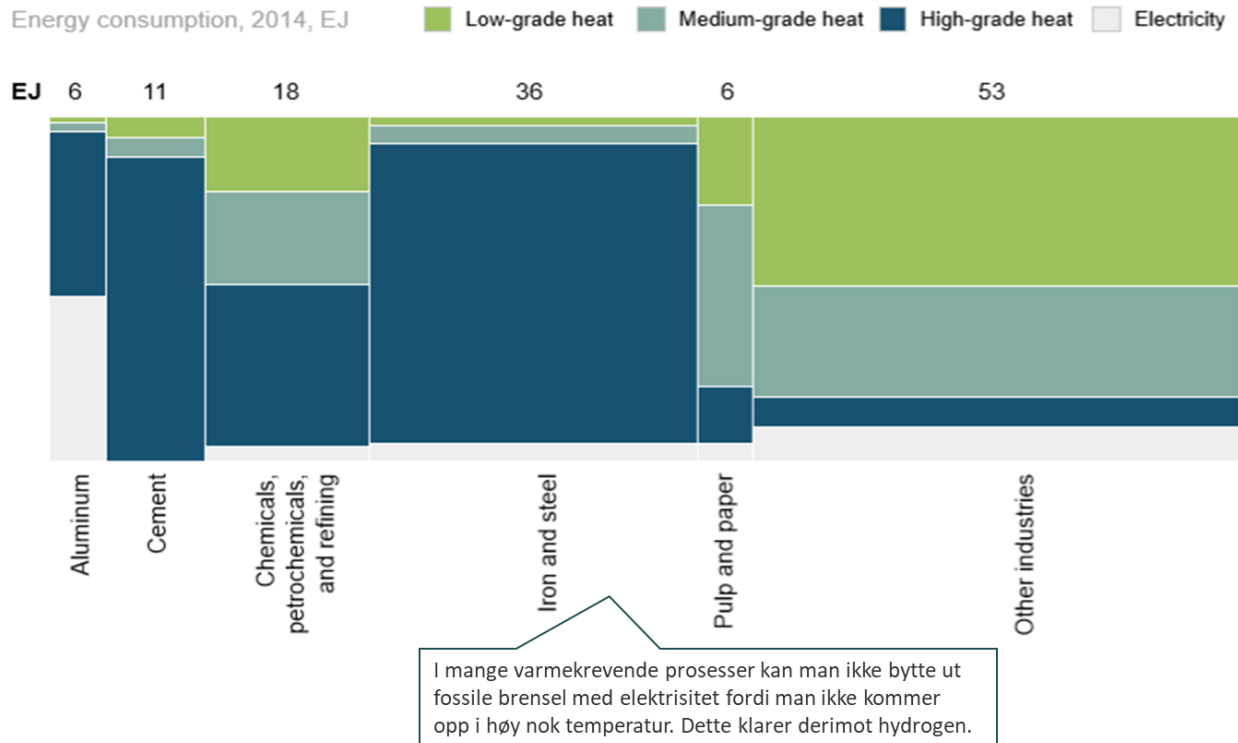
En oversikt over den globale industrien forbruk av hydrogen er vist i Figur 3. Over halvparten av verdens hydrogenproduksjon brukes i dag til fremstilling av ammoniakk, mens om lag en fjerdedel anvendes i raffineringsindustrien, blant annet i avsvovlingsprosesser og katalytisk cracking. Om lag 10 prosent brukes til metanolproduksjon. Metanol har mange anvendelsesområder, blant annet innen kjemisk industri. Hydrogen kan også brukes som reduksjonsmiddel i stålindustrien. Øvrige anvendelser inkluderer produksjon av ulike syntetiske stoffer, glass, elektronikk og metall-legeringer og syntetiske næringsstoffer.

Figur 3. Bruk av hydrogen i industrien

Industriområde	Eksempler på bruksområder for hydrogen
Raffinering	- Hydrocracking - Hydrobehandling (e.g. svovelfjerning fra drivstoff) - Bioraffinering
Ammoniakk	Ammoniakkproduksjon (fra urea og andre typer gjødsel)
Metanol	Metanolproduksjon
Andre kjemikalier	Produksjon av polymerer, Production of polymers, polyuretan, fettsyrer osv.
Prosessering	- Rakettdrivstoff - Drivstoff til kjøretøy - I produksjon av halvledere
Andre	- Varmebehandling av stål - Sveising av metaller - Forming og blanketing - Glassproduksjon

Kilde; Hydrogen Council 2017, *Scaling up hydrogen*, IEA (2015) *Technology Roadmap; hydrogen and fuel cells*

I mange varmekrevende prosesser kan man ikke bytte ut fossile brenslere med elektrisitet fordi man ikke kommer opp i høye nok temperaturer. Det klarer derimot hydrogen. Det gir hydrogen et potensielt marked innen stål, sement og aluminiumsproduksjon. I produksjon av kjemikalier og petrokjemiske produkter er hydrogen et naturlig biprodukt av produksjonsprosessen. Dette hydrogenet kan brukes til krakking av etylen. I papp- og papirindustrien vil hydrogen kunne produsere en renere flamme som kan brukes til tørking av papir.

Figur 4. Nye bruksområder for hydrogen i industrien*«High-grade» varmeprosesser er en stor andel av energiforbruket til storskala industri i dag*

Ut over dagens bruksområder er det flere potensielle prosesser som kan legges om til å ta i bruk hydrogen

- I produksjon av stål, sement og aluminium vil det være store muligheter for å endre brensel fra dagens fossile alternativ til hydrogen.
- I produksjon av kjemikalier og petrokjemiske produkter er hydrogen et naturlig bi-produkt av produksjonsprosessen. Ved hjelp av retrofit vil man kunne benytte dette til blant annet krakking av etylen.
- I papp og papirindustrien vil hydrogen kunne produsere en renere flamme som kan brukes til «flash-tørking» av papir.



Også mulighet for hybridanlegg mellom el og hydrogen; For medium og low-grade varmeprosesser hvor el er et alternativ kan man også bygge hybridanlegg som støtter både el og hydrogen, for å benytte seg av endringer i priser og egenproduksjon av hydrogen.

Varmemarkedet

Bygninger representerer rundt en tredjedel av verdens energiforbruk og står for en femtedel av verdens klimagassutslipp. Bruk av hydrogen for oppvarming av hus er et aktuelt klimatiltak i land som bruker gass til oppvarming og som har etablert infrastruktur for distribusjon som kan konverteres til hydrogen. Konvergering av varmemarkedet til hydrogen representerer en betydelig oppside på hydrogenområdet.

Et godt eksempel økt bruk av hydrogen i varesektoren er Equinors arbeid med å utvikle en løsning for omstilling av varmesystemet i deler av Nord-England fra naturgass til hydrogen produsert med naturgass i kombinasjon med CCS. Prosjektet, som kalles - H21 North of England - er utviklet i samarbeid med Northern Gas Network og Cadent i UK. Konseptet går ut på å produsere blått hydrogen basert på norsk naturgass – og lagre CO₂ – gassen i geologiske strukturer i Nordsjøen. Gassnettet internt i Nord England vil bli konvertert til å frakte hydrogen. Prosjektet som kan bli en realitet fra slutten av 2020-tallet vil føre til en dekarbonisering av 14 prose av det britiske

varmemarkedet og vil kunne føre til et utslippskutt på i størrelsesorden 12,5 millioner tonn CO₂ per år. Prosjektutviklerne mener dette konseptet har potensial til å dekarbonisere hele den britiske varmesektoren.

Kraftsektoren

Hydrogen kan brukes til energilagring og til produksjon av kraft, enten ved bruk av brenselceller eller som brensel i hydrogengasskraftverk. Brenselceller er en teknologi med flere varianter og kan leveres i svært ulike størrelser, og kan dermed et bredt anvendelsesområde. Hydrogengasskraftverk er mindre moden teknologi. Det kan i denne forbindelse nevnes at Equinor, Vattenfall og nederlandske Gasunie samarbeider om å konvertere et gasskraftverk fra bruk av naturgass til bruk av hydrogen. Prosjektet kan gi et utslippskutt på 4 millioner tonn CO₂ pr. år og vil også gi nyttig læring knyttet til å omstille eksisterende gasskraftverk til hydrogen.

Lagring av energi i form av hydrogen har mange av de samme systemegenskapene som vannreservoarer og pumpekraftverk, men vil trolig være et bedre alternativ der vannreservoarer ikke er tilgjengelig og pumpekraftverk heller ikke er noe godt alternativ.

I neste kapittel vil vi studere nærmere om, på hvilken måte og i hvilken grad hydrogen kan bidra til kostnadseffektive løsninger etter hvert som mer og mer fornybare energikilder skal erstatte fossile kraftproduksjon.

2.3 Hydrogens betydning for norske klimautslipp

Hydrogenteknologi kan bidra til å redusere norske klimautslipp der direkte bruk av elektrisitet kommer til kort. Statnett har nylig publisert en rapport, Statnett (2019)⁵ som viser at dersom det er aktuelt med en omfattende elektrifisering vil det fortsatt være 30 prosent av det opprinnelige utslippsnivået som må kuttes for at Norge skal bli et nullutslippssamfunn. Hydrogen er høyst sannsynlig den mest lovende teknologien til å ta hånd om en betydelig del av de siste 30 prosentene slik at en visjon om å bli en nullutslippsnasjon kan bli en realitet. Vi kan legge til at hydrogen etter hvert kan vise seg konkurransedyktig med batteridrift på områder som gjør at hydrogen kan bidra med enda større utslippskutt.

30 prosent av norske utslipp i utgjør om lag 15 millioner tonn. Det er først og fremst innen transport, industri og olje- og gassvirksomhet at hydrogen kan bidra til utslippskutt som er vanskelig om ikke umulig å gjennomføre ved direkte bruk av elektrifisering.

⁵ Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm

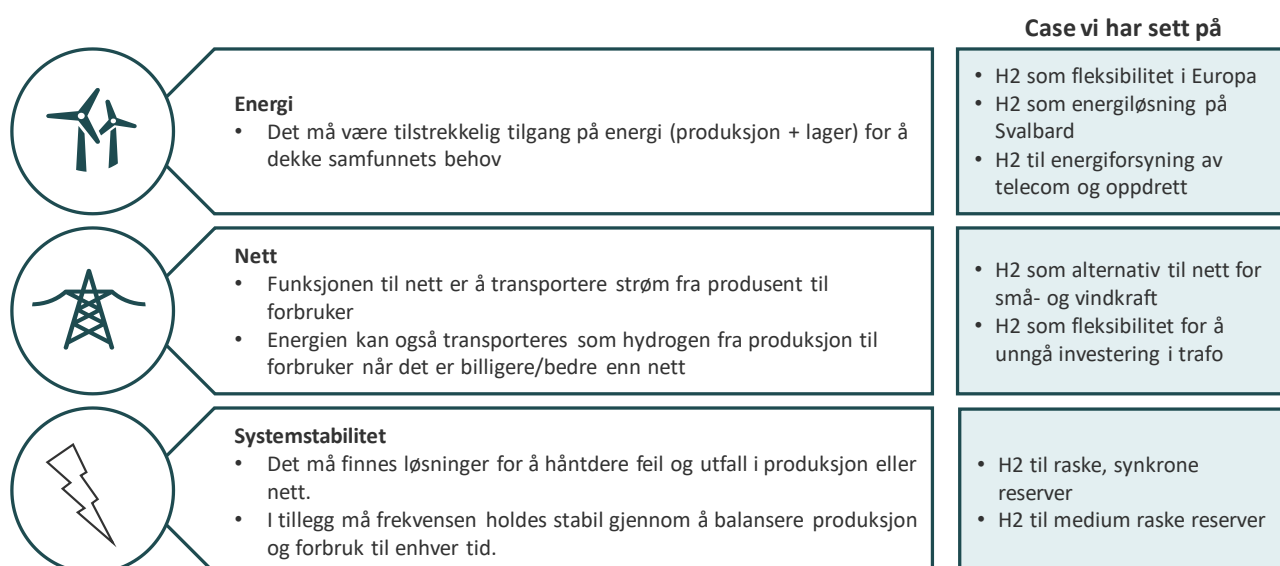
3 HYDROGEN I NORSK OG EUROPEISK ENERGIFORSYNING

3.1 Innledning.

Et sentralt tema i denne utredningen har vært å se på hvilken rolle hydrogen kan spille i europeisk og norsk energiforsyning. Vi har plukket ut et utvalg case som har det til felles at hydrogen kan være et alternativ til andre løsninger. Casene dekker ulike formål og tidsaspekt, men er ikke dekkende for alle mulige framtidige bruksområder for hydrogen. Formålene kan knyttes til energileveranser, som et alternativ til nett eller som tilbyder av fleksibilitet.

I det første caset ser vi på hydrogen som fleksibilitetsleverandør i Europa, inklusiv Norden. Dette caset er utformet som en modellanalyse der vi benytter en utvidet kraftmarkedsmodell med en hydrogenmodul. De øvrige casene fokuserer på norsk energiforsyning der vi blant annet studerer hydrogen som alternativ til nettinvesteringer for å utløse innestengt kraft, det være seg vind- eller småkraft. Casene dekker også tilfeller der hydrogen kan være en alternativ energibærer for å dekke en energietterspørsel der det ikke er aktuelt med nettilkopling. Vi har også ønsket å finne ut av om det er et potensial for hydrogen som leverandør av kortsiktig fleksibilitet i det norske kraftsystemet.

Figur 5. Ulike formål som hydrogen kan dekke i den norske energisektoren



3.2 Hydrogen som fleksibilitetsleverandør i Europa.

3.2.1 Innledning

EU har et mål om å avkarbonisere energisektoren fram til 2050. Det skjer gjennom en forventet videre massiv overgang til fornybare energikilder, og konvertering fra direkte bruk av fossile brenslere til utslippsfrie energibærere i de ulike energiforbrukende sektorene. Omleggingen fører til omfattende endringer i energisystemet og behov for store investeringer både i ny produksjonskapasitet, infrastruktur og energilagere. Energilagring betyr at energien i perioder med overskuddsproduksjon kan lagres i en form som lett kan utnyttes i perioder der kraftproduksjonen er lavere enn forbruket.

Kraftproduksjon basert på vind og sol er uregulerbar, noe som øker behovet for fleksibilitet både hos kraftprodusenter og forbrukere. Forbrukssiden kan i noen grad endre forbruket på kort sikt, men ikke så mye som det økende innslaget av uregulerbar produksjon i det europeiske kraftsystemet vil kreve. Energilagring er derfor nødvendig for å håndtere den økede ustabiliteten i kraftproduksjonen som mer vind og sol medfører, med mindre en bygger en meget stor overkapasitet med ny vind- og solkraft.

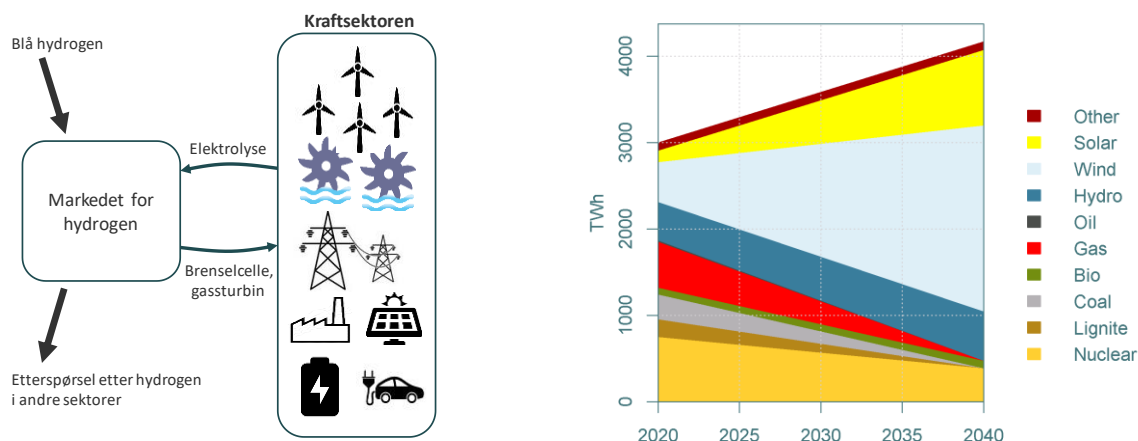
Vannkraftanlegg med vannmagasiner, slik vi har mange av i Norge, er meget effektive energilagere. Vannet i magasinene kan lagres over mange år og kan benyttes til kraftproduksjon i perioder der tilslaget er mindre enn kraftbehovet. Tilgangen på vannmagasinene begrenser vårt behov for å investere i mer energilagring. I Europa for øvrig er imidlertid tilgangen på lagringskapasitet i form av vannmagasin begrenset. Batterier er heller ikke et aktuelt lagringsmedium når svært store energimengder skal lagres over lengre tid. Hydrogen er en energibærer som kan lagres uten å miste energiinnholdet.

Vi har sett nærmere på hvilken betydning hydrogen kan få i et fremtidig energisystem i Europa. I analysen har vi utvidet vår kraftmarkedsmodell med en hydrogenmodul og simulert markedsbalansen i 2040

3.2.2 Analysens forutsetninger

Analysen er gjort for et karbonnøytralt kraftsystem i 2040. Som vi ser av diagrammet til høyre i Figur 6, krever det en svært omfattende utbygging av vind- og solkraft. Vi legger til grunn at det utvikles et marked for hydrogen, som også inkluderer andre sektorer enn kraftsektoren.

Figur 6. THEMAs europeiske kraftmarkedsmodell er utvidet med en hydrogenmodul for å analysere samspillet mellom kraft- og hydrogensektorene



Med utgangspunkt i EUs scenarioanalyser anslår vi at etterspørselen etter hydrogen i andre sektorer tilsvarer 13 millioner tonn hydrogen i 2040. Dette markedet kan dekkes ved produksjon av blått hydrogen, for eksempel basert på norsk naturgass. Den gjennomsnittlige engrosprisen på hydrogen i det europeiske markedet har vi satt til 25 kroner pr kg. Denne prisforutsetning bygger på at kostnadene faller i tråd med internasjonale vurderinger om kostnadsutviklingen, se for øvrig underlagsrapporten. Vi har i forbindelse med dette arbeidet etablert en database for kostnadsutviklingen både for grønt og blått hydrogen. I underlagsrapporten presenterer anslag for kostnadsutviklingen for de mest sentrale delene av verdikjedene både for grønt og blått hydrogen.

Simuleringsmodellen er satt opp slik at den etablerer en optimal kapasitetssammensetning, inklusiv elektrolysekapasitet og kapasitet for hydrogenbasert kraftproduksjon. Kraftproduksjon basert på hydrogen kan skje i form av stasjonære brenselceller eller hydrogenbaserte gasskraftanlegg. Den faktiske produksjonen av hydrogen og den hydrogenbaserte kraftproduksjonen bestemmes time for time gjennom hele året som en funksjon av kraftpriser og marginalkostnader.

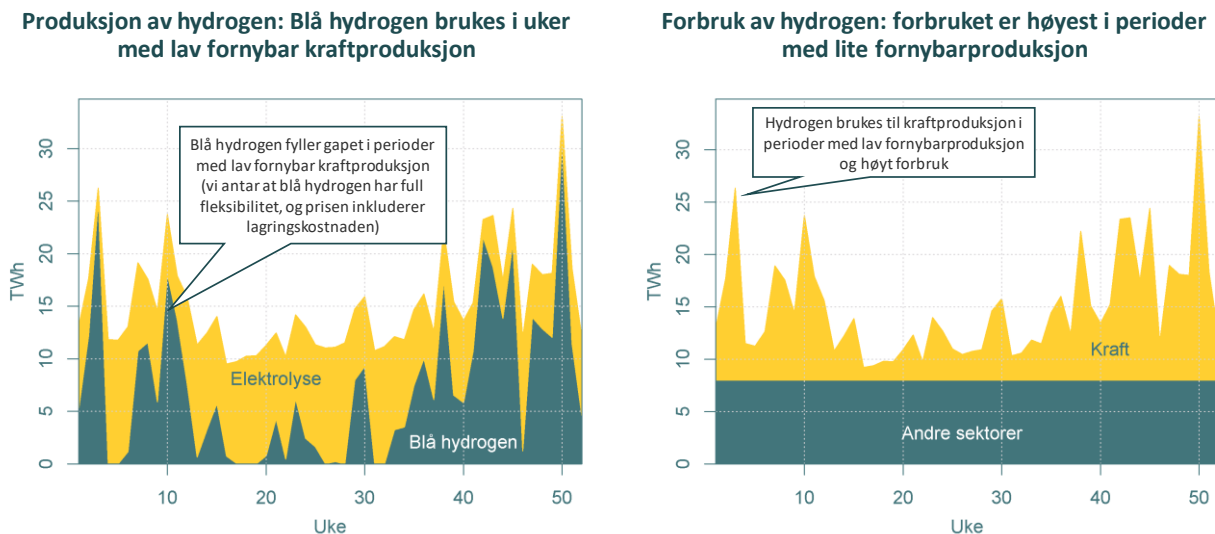
Det er verdt å merke at usikkerheten frem til 2040 er stor. I tillegg har vi gjort noen forenklinger, for eksempel modellerer vi ingen transportkostnad av grønt hydrogen fra ett område til et annet.

Formålet med analysen er derfor først og fremst å illustrere hydrogenets mulige rolle i det europeiske energisystemet, ikke å lage nøyaktige prognoser frem til 2040.

3.2.3 Resultater for 2040

Hovedresultatet av simuleringene finner vi i Figur 7 nedenfor. Diagrammet til venstre viser hvordan produksjonen av hydrogen varierer fra uke til uke og hvor mye av den totale hydrogenproduksjonen som kommer fra henholdsvis grønt og blått hydrogen. Blått hydrogen fyller gapet i perioder lav fornybar kraftproduksjon. Diagrammet til høyre viser hvordan forbruket hydrogen fordeler seg mellom kraftsektoren og andre sektorer.

Figur 7. Produksjon og forbruk av hydrogen uke for uke gjennom 2040

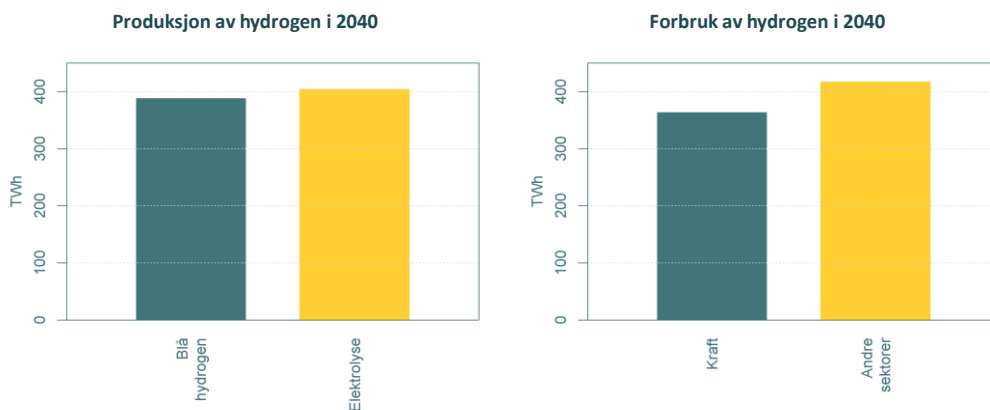


Resultater for modellandene: Norden, Baltikum, UK, Tyskland, Benelux, Polen, Tsjekkia, Østerrike, Sveits, Italia, Frankrike og Iberia.

19

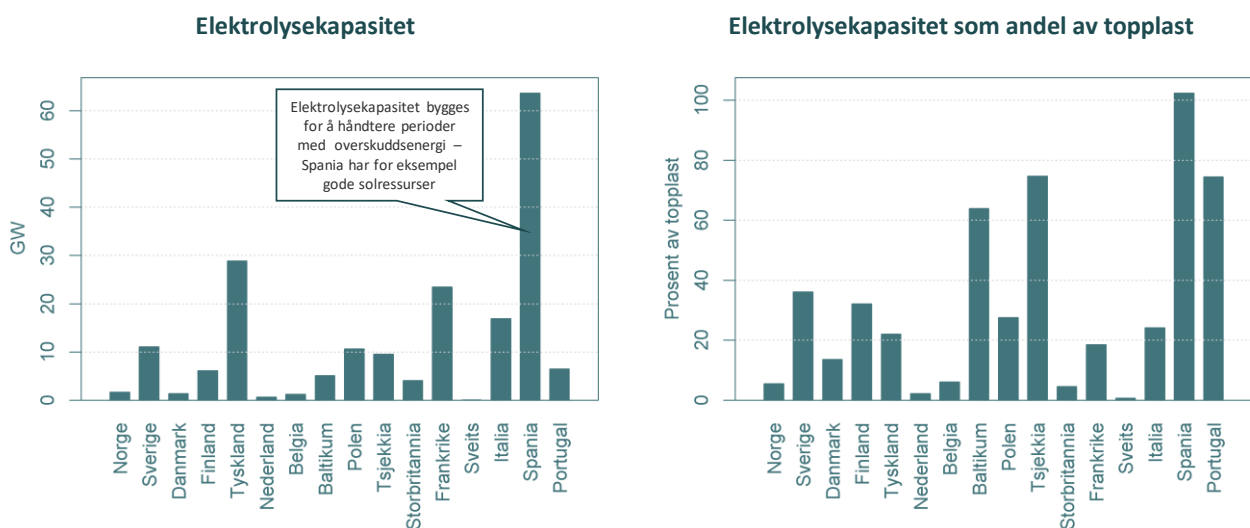
Det er fornybarproduksjonen som bestemmer hvor mye grønt hydrogen som produseres. Ved høy fornybarproduksjon vil det lønne seg å produsere grønt hydrogen fordi kraftprisene er lave. Motsatt vil det ikke være lønnsomt å produsere hydrogen når den fornybare kraftproduksjonen er liten og kraftprisene er høye. I perioder med lite fornybar kraftproduksjon vil det imidlertid være behov for å supplere produksjonen av grønt hydrogen med kjøp av hydrogen fra markedet som vi antar er blått hydrogen.

Vi ser av Figur 8 at det produseres omtrent like mye blått som grønt hydrogen, mens hydrogenforbruket i kraftsektoren er noe lavere enn produksjonen av grønt hydrogen. Med de forutsetningen analysen vår bygger på, vil noe av det grønne hydrogenet bli forbrukt utenfor kraftsektoren.

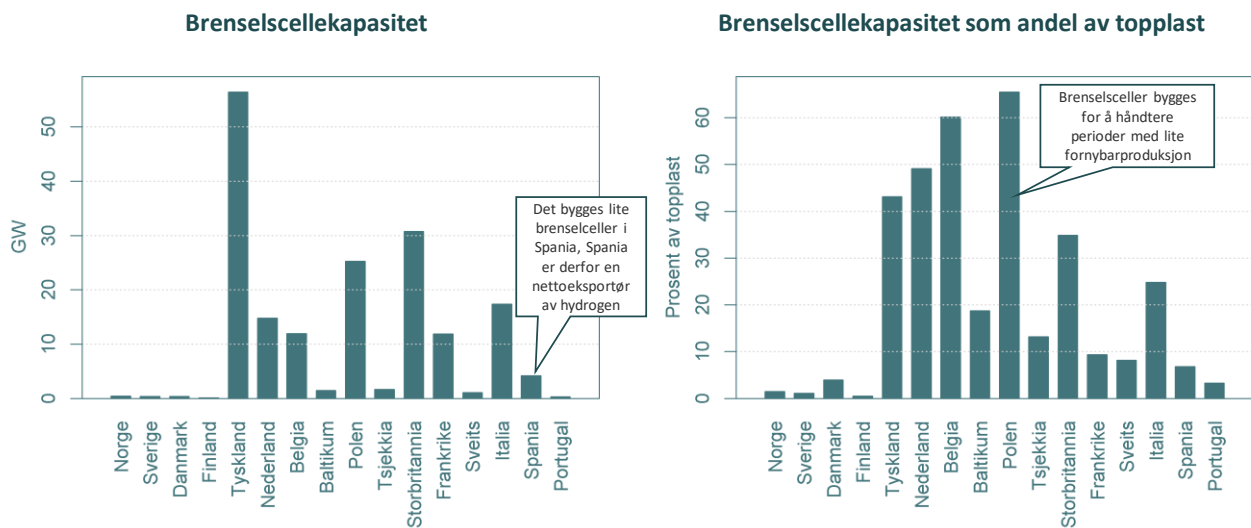
Figur 8 Årlig produksjon og forbruk av hydrogen i modellområdet

Vår modell beregner hva som er den optimale fordelingen av produksjonen av grønt hydrogen mellom land. Ulike europeiske land har forskjellige forutsetninger for å produsere grønt hydrogen. I land med mye sol som for eksempel Spania, vil kraftprisene være lave i lange perioder når sola skinner i sommerhalvåret. Andre land med gode vindressurser vil også produsere relativt mye grønt hydrogen. Fordelingen av kraftproduksjonen basert på hydrogen vil avvike en del fra der det blir produsert.

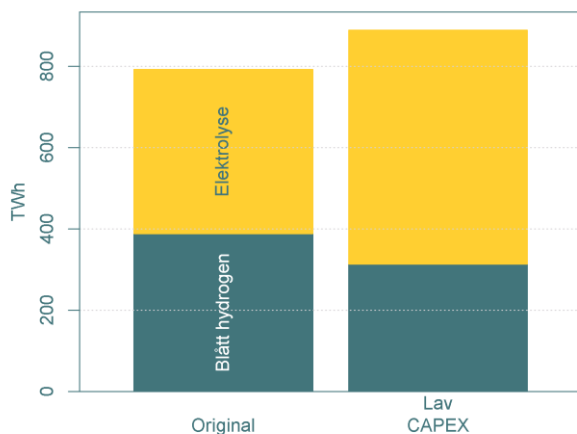
I Figur 9 ser vi at Spania vil investere i mye elektrolysekapasitet både absolutt og relativt til topplast. Det vil bli installert mye elektrolysekapasitet også i Tyskland og Frankrike. For Norges del bygges det lite kapasitet for å betjene fleksibilitetsbehovet i det europeiske kraftsystemet.

Figur 9 Installert elektrolysekapasitet

Fallende kostnader for brenselceller gjør at det bygges opp stasjonære brenselceller i mange europeiske land, se Figur 10. Fordelingen av brenselcellekapasiteten avviker imidlertid noe fra fordelingen av elektrolysekapasiteten. Land som Tyskland, Polen, Storbritannia og Italia er de landene med de største produksjonskapasitetene for elektrolyser.

Figur 10 Installert brenselcellekapasitet

Merk at vi har gjort en forenkling i analysen ved å utelate transportkostnaden for grønt hydrogen. Det innebærer at vi sannsynligvis overvurderer transportvolumene av hydrogen. For eksempel viser analysen at det er gunstig å produsere mer hydrogen i Spania enn det lokale behovet. Med andre ord vil deler av hydrogenproduksjonen i Spania transporteres til andre områder. I virkeligheten vil sannsynligvis denne effekten være noe mindre enn analysen tilsier, ettersom transportkostnaden for hydrogen ikke er ubetydelig. Denne forenklingen kan også bidra til å vri større deler av hydrogenproduksjonen til grønt hydrogen. Samtidig har vi antatt en moderat kostnadsreduksjon for elektrolysører, som trekker resultatene i retning av et relativt lavt volum av grønt hydrogen. I analysen har vi antatt en investeringskostnad på 400 euro per kW i 2040. Et mer ambisiøst scenario der kostnaden er redusert til 200 euro per kW gir en betydelig høyere produksjon av hydrogen ved hjelp av elektrolyse. Figur 11 viser hydrogenproduksjon i modellområdene i hhv. det opprinnelige scenarioet, og scenarioet med lavere investeringskostnad for elektrolyse. En halvering i investeringskostnaden gir en økning i hydrogenproduksjon fra elektrolyse på mer enn 40 prosent. Antagelsen vi har gjort om en moderat kostnadsreduksjon for elektrolysører veier derfor sannsynligvis opp for noe av effekten ved å utelate transportkostnaden av grønt hydrogen.

Figur 11 Produksjon av hydrogen i det originale scenarioet, og et scenario med lavere investeringskostnad for elektrolysør

Det er viktig å understreke at vi har lagt inn en betydelig kostnadsreduksjon både for grønt og blått hydrogen. Den faktiske kostnadsutviklingen er usikker, blant annet utgjør det fremtidige investeringsbehovet for infrastruktur og lagringsløsninger viktige usikkerhetsfaktorer. Dessuten vil

den fremtidige kostnadsreduksjonen både for blått og grønt avhenge av fremtidige lære- og skalaeffekter.

3.2.4 Implikasjonene

Simuleringsmodellen er satt opp slik at den velger den optimale produksjonskapasiteten gitt forutsetninger om kostnader og forventet etterspørselsutvikling. Analysen har demonstrert at det kan være kostnadseffektivt å investere i produksjonskapasitet for hydrogen, produsere hydrogen når det er mye vind- og solkraftproduksjon og bruke hydrogen til kraftproduksjon i perioder med lite fornybar kraftproduksjon. Uten fleksibiliteten fra hydrogen måtte det bygges enda flere vind- og solparker eller investeres i dyrere og mindre hensiktsmessige energilagringalternativer.

Det betyr at hydrogen kan spille en viktig rolle i det europeiske kraftsystemet. Videre viser simuleringene at det er synergier mellom blått og grønt hydrogen. Det skyldes at blått hydrogen har en fleksibilitet som er uavhengig av værforholdene, mens grønt hydrogen kan produsere hydrogen i perioder med overskuddsproduksjon til en lav kostnad.

Det finnes i dag få alternativer til hydrogenets fleksibilitet for å håndtere det fremtidige fleksibilitetsbehovet. Hydrogen kan derfor bli en viktig bidragsyter i et karbonnøytralt europeisk kraftsystem. Hydrogen i kraftsystemet har størst verdi i områder med mye uregulerbar kraftproduksjon og/eller lite annen fleksibilitet over flere uker.

3.3 Hydrogen som energiløsning i telecom

Telenor og Telia har begge egne kjernenett og radioaksessnett på over 10000 basestasjoner hver; ICE opererer også et tredje mobilnett, som pr. i dag dekker 89 prosent av landet. I tillegg kommer det parallelle nødnettet bestående av over 2000 basestasjoner. Samlet sett er det altså over 22.000 basestasjoner i Norge.

Vi ser på to bruksområder:

- Brenselceller som erstatning for batterier som reservestrøm til basestasjoner
- Brenselceller som erstatning for dieselaggregat for basestasjoner langt fra allfarvei (dvs. uten tilgang til strøm fra nettet som energikilde).

3.3.1 Hydrogen til reservestrøm

De fleste basestasjoner er koblet til strømmettet. For å unngå at mobilnettet går ned ved strømbrydd, har basestasjonene reservestrøm fra batterier. I Danmark har man tatt i bruk brenselceller som reserveløsning som erstatning for batterier, og analyser viser at brenselceller er aktuelt for reservestrøm også i Norge. Særlig aktuelt er brenselceller for anlegg der det er krav til at reserveløsningen skal dekke lange strømbrydd, dvs. mer enn 24 timer, eller der det er behov for høy effekt. I dagens basestasjoner trenger man ofte 5 kW, mens det for framtidens 5G nett vil være behov for 10-15 kW (IFE, 2018).

Dieselaggregater har vært vanlig reserveløsning for basestasjoner som krever mye energi, mens batterier er vanligst på basestasjoner med lavt energibehov. Hydrogenløsningen er teknisk sett bedre enn dieselaggregater: Brenselcellene har ingen bevegelige deler og har derfor ingen utfordringer i forbindelse med kuldestart. Dermed er påliteligheten betydelig høyere for brenselceller. Strengere krav til oppetid på basestasjoner vil derfor øke behovet for bruk av brenselceller. Mens dieselaggregat må skifte filter 3-4 ganger i året, er det til strekkelig å skifte filter i brenselcellene en gang i året. Brenselcellene har i motsetning til dieselaggregatene ingen utslipp av klimagasser, svært lavt støynivå og ingen vibrasjoner.

Bruk av Li-ion batterier (som erstatning for blybatterier som er i bruk i dag), vil også gi økt pålitelighet. Men batterier er ikke egnet for basestasjoner med krav til reserveløsning på noe særlig over 24 timer.

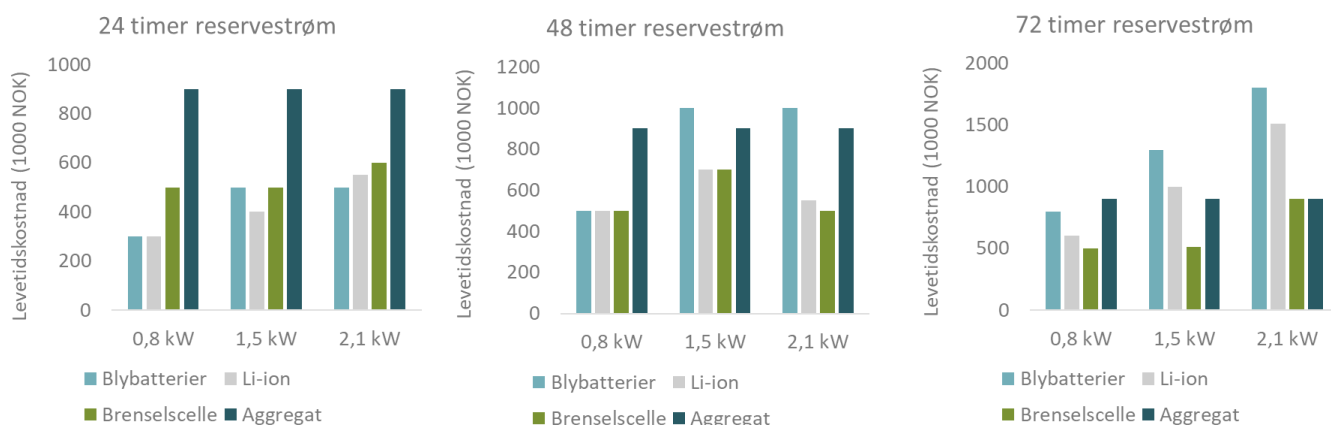
Figur 12: En oversikt over kvalitative egenskaper for ulike teknologier for reservestrøm

	Energi < 24 t og effekt på 0,8 kW		Energi 48-72 t og effekt på 1,5 og 2,1 kW	
	Blybatterier	Li-ion batterier	Dieselaggregat	Brenselcelle med trykksatt hydrogen
Pålitelighet	Krevende statuskontroll ●	God statuskontroll ●	Krevende kuldestart ●	Ingen bevegelige deler ●
Distribusjon av drivstoff	Lades med strøm ●	Lades med strøm ●	Transport av Diesel, lager 1 år ●	Lette hydrogenflasker ●
Serviceintervall	Hvert år ●	Hvert 5. år ●	Hvert år ●	Hvert 2. år ●
Vekt	Høy ●	1/3 av VLRA ●	Egen plattform ●	Lav ●
Utslipp	Ingen ●	Ingen ●	Uslipp fra dieselaggregat ●	Vann fra FC ●
Levetid	Ca. 7 år ●	Ca. 15 år ●	> 15 år ●	Ca. 20 år ●

● Tilfredsstillende krav godt
● Middels
● Lite tilfredsstillende iht. krav

Kilde: Oslo Economics (2014) og oppdatering på distribusjon av hydrogen fra Hexagon

I en rapport for Direktoratet for nødkommunikasjon som ble utarbeidet i 2014, ble det gjort analyser som sammenlignet kostnadene for ulike energiforsyninger for reservestrøm. Tallene er basert på kostnader fra 2012, men allerede på det tidspunktet var hydrogen den rimeligste løsningen for de fleste basestasjonene som krever et energilager som gjør at basestasjonen kan driftes uten strøm fra nettet i over 24 timer.

Figur 13: Sammenligning av kostnader for reservestrøm ved ulike krav til effekt og energi

Kilde: Oslo Economics (2014)

3.3.2 Hydrogen som energiløsning til avsidesliggende basestasjoner

Ca 1 prosent av basestasjonene er plassert på avsidesliggende steder der man ikke har tilgang til strømmettet. På slike steder må det etableres egne energiløsninger som dekker energibehovet til stasjonen hele tiden, noe som krever betydelig større energimengder enn for reserveløsninger. Energien som brukes må flys inn med helikopter. Vi har sammenlignet dieselaggregat, brenselcelle basert på metanol (produsert med fornybart hydrogen) og trykksatt hydrogen som energiløsninger. Sammenligningen er oppsummert i figur Figur 14. Batterier er ikke et reelt alternativ siden det ville krevd for mange tunge batterier for å levere tilstrekkelig energi over tid.

Figur 14: En oversikt over kvalitative egenskaper for energiløsninger til avsidesliggende basestasjoner

	Dieselaggregat	Brenselcelle med metanol	Brenselcelle med trykksatt hydrogen
Pålitelighet	Krevende kuldestart ●	Ingen bevegelige deler ●	Ingen bevegelige deler ●
Distribusjon av drivstoff	Transport av Diesel, lager 6 mnd ●	Transport av Metanol, lager 1 år ●	Transport av hydrogen, lager 1 år ●
Serviceintervall	3-4 ganger i året ●	Skifte av filter en gang i året ●	Skifte av filter en gang i året ●
Utslipp	Eksos og dieselsøl ●	Vann fra FC, metanolen fordamper ●	Vann fra FC ●
Levetid	> 3 år grunnet tøffe forhold ●	Ca. 10 år ●	Ca. 10 år ●

● Tilfredsstillende krav godt

● Middels

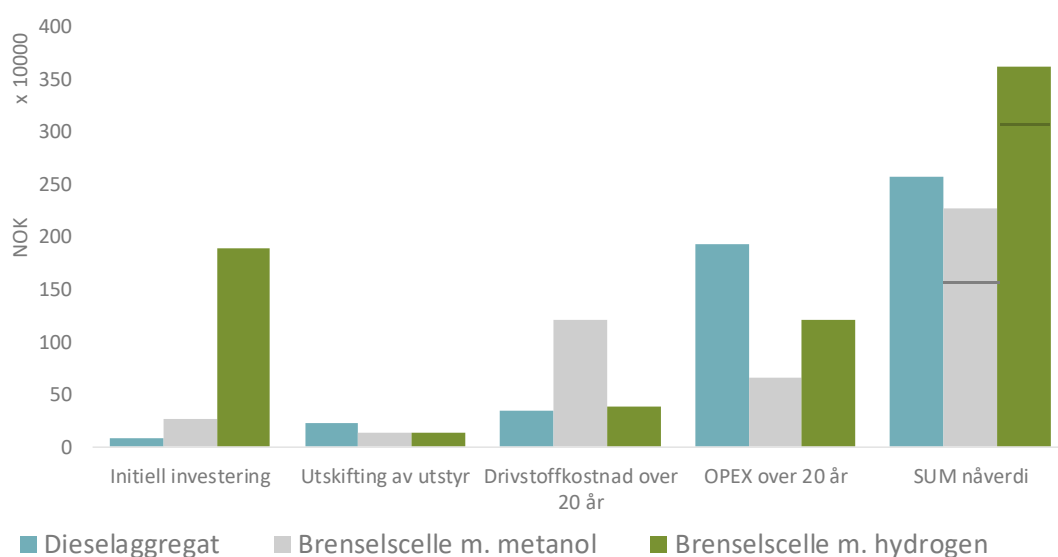
● Lite tilfredsstillende ihht. krav

Kilde: Informasjon fra Solteknikk og Hexagon

Som Figur 15 viser, er nåverdien av kostnadene ikke svært ulik for de ulike løsningene, men trykksatt hydrogen ligger noe høyere enn brenselcelle med utslippsfri metanol. Hvilke løsninger som er mest kostnadseffektive vil avhenge av forutsetningene på hver enkelt site og kostnadsutviklingen på energi, lagring og transport for løsningene.

Dieselaggregat krever service 3-4 ganger i året, og siden hver helikoptertur alene koster 50 000 kroner blir driftskostnadene svært høye; brenselcellen behøver kun service en gang i året, og får en mye lavere driftskostnad. Drivstoffkostnadene er høyere for brenselcellen, men siden drivstoffbruket generelt er lavt gir ikke dette så stort utslag.

Vi har sett på noen sensitiviteter: om man legger på CO₂-avgift på dieselen, vil det ha en marginal betydning på kostnadsbildet. For løsningen med brenselcelle og hydrogen er det stor usikkerhet om kostnaden på lagringsteknologi. Vi har derfor lagt inn et lavt anslag på totalkostnaden med en lavere pris på lagringsteknologi, vist med grå strek i den grønne søylen. Den grå streken på nåverdien av metanolløsningen viser kostnadsnivået for ikke-utslippsfri metanol.

Figur 15. Sammenligning av nåverdi av kostnadene for ulike energiløsninger

Kilde: THEMA's beregninger basert på tall fra Solteknikk og Hexagon

3.4 Hydrogen som energiløsning til oppdrettsanlegg

Det er i dag 1325 oppdrettstillatelser i drift i Norge; hvorav 1130 er gitt til matfiskproduksjon. Næringen er raskt voksende; Norsk Industris veikart for havbruksnæringen ser for seg en femdobling av næringen allerede i 2030, gitt at miljøproblemer som lakselus, rømming og utslipp fra anleggene er under kontroll.

En moderne forflåte krever en strømkapasitet på mellom 200-300 kW. Der anleggene ligger nære land, kan de kobles til strømnettet via sjøkabel, noe som er gjort med ca. halvparten av oppdrettsanleggene. Lengre fra land blir dette for dyrt, og dieselaggregat blir brukt i stedet. Pr. i dag er ikke hydrogenløsninger i bruk i norsk oppdrett, men vi har gjort vurderinger basert på innspill fra aktører som kan levere hydrogenløsninger i framtiden når alle godkjenninger er på plass.

Hydrogenløsninger på forflåter vil ha mange av de samme fordelene som i telecom. Men for oppdrett har lokale utslipp på forflåten større betydning, både for dem som jobber der og overfor kunder som besøker anlegget. For begge gruppene er det viktig å unngå søl og diesellukt om bord.

Figur 16: En oversikt over kvalitative egenskaper for energiløsninger til oppdrett

	Strøm fra nettet	Dieselaggregat	Brenselcelle med metanol	Brenselcelle med trykksatt hydrogen
Pålitelighet	God pålitelighet ●	Krevende kuldestart ●	Ingen bevegelige deler ●	Ingen bevegelige deler ●
Distribusjon av drivstoff	Strøm fra nettet ●	Transport av Diesel ●	Transport av metanol ●	Transport av hydrogen ●
Serviceintervall	Lite ●	3-4 ganger i året ●	Skifte filter en gang i året ●	Skifte filter en gang i året ●
Utslipp ved lokasjon	Lite ●	Eksos og dieselsøl på dekk ●	Vann fra FC, metanolen fordampes ●	Vann fra FC ●
Støy	Ingen ●	Motorstøy ●	Minimal ●	Minimal ●
Vibrasjon	Ingen ●	Merkbar vibrasjon ●	Ingen ●	Ingen ●
Levetid	>15 år ●	> 5 år ●	Ca. 10 år (batterier 5 år) ●	Ca. 10 år (batterier 5 år) ●

● Tilfredsstillende krav godt

● Middels

● Lite tilfredsstillende iht. krav

Kilde: Informasjon fra Solteknikk

Vi har estimert kostnadene for både metanol (produsert med fornybart hydrogen) og trykksatt hydrogen opp mot dieselaggregat.

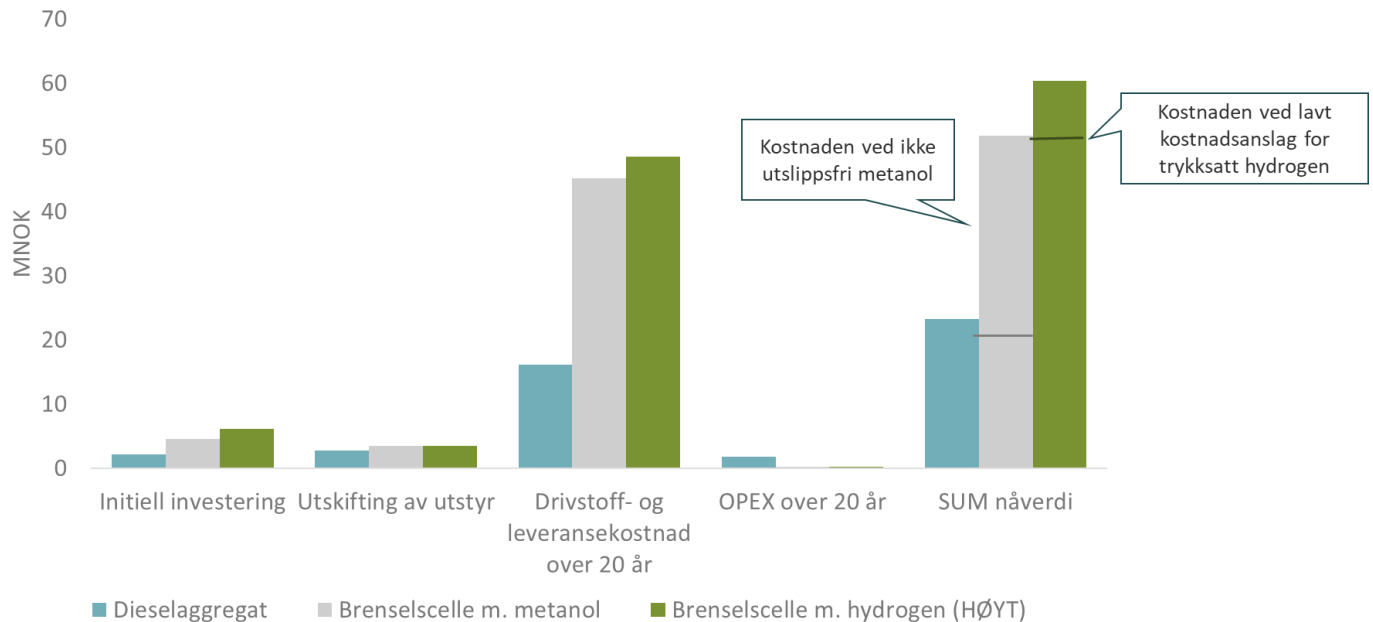
Som Figur 17 viser, er dieselaggregat den rimeligste løsningen med samlede kostnader på 23 millioner kroner (nåverdi over 20 år). Sammenlignbare kostnader for en løsning med metanol er 81 millioner kroner⁶ og 54-60 millioner kroner for en løsning med trykksatt hydrogen avhengig av trykk på lagring og hydrogenpris. Hvilke løsninger for trykksatt hydrogen som viser seg å være best egnet og hvilke som blir sertifisert til bruk offshore, vil påvirke kostnadene. Figur 17 viser derfor et spenn i kostnadene for å ta høyde for usikkerheten. Den største forskjellen mellom alternativene er drivstoffkostnaden.

Levetiden til brenselcellene har også stor betydning for kostnaden. Det er begrenset erfaring med brenselcellene og forventet levetid er derfor usikker, men ved et optimalisert oppsett på energiløsningen, er det ikke usannsynlig med lengre levetid enn 10 som vi har brukt her. Høyere levetid på brenselcellen vil øke konkurranseevnen mot dieselaggregat.

⁶ Dette er basert på en metanolpris på 15 kr/liter. Uten krav til at metanol skal være produsert fra fornybart hydrogen, er prisen ca. 7 kr/liter og nåverdien av kostnaden er 42 MNOK.

Ved iliggelse av CO₂-avgift på dieselen, vil det ikke påvirke kostnadsforholdet mellom løsningene i nevneverdig grad. Vi har indikert nåverdien ved bruk av ikke-utslippsfri metanol med en grå strek i den den grå søylen.

Figur 17. Aggregerte kostnader ved dieselaggregat og brenselceller som energiforsyning til basestasjoner



Kilde: THEMA's beregninger basert på tall fra Solteknikk og Hexagon

Hydrogen kan være et alternativ til dieselaggregat, noe som er aktualisert av miljøsertifiseringer i bransjen som krever bruk av beste tilgjengelig teknologi. Selv om hydrogenløsninger har høyere kostnader enn dieselaggregat, kan miljøsertifiseringer være en sterk driver til at hydrogen blir en viktig energibærer i oppdrettsnæringen. Energikostnader utgjør i dag under 5 prosent av kostnadene i oppdrettsnæringen.

3.5 Hydrogen som helhetlig energiforsyning til Longyearbyen på Svalbard

Kraftforsyningen på Svalbard dekkes i dag med et kullkraftverk. Olje- og energidepartementet utreder fremtidig energiløsning i Longyearbyen. Longyearbyen har i dag vel 2000 innbyggere som trenger en sikker energiforsyning. Det er begrenset med lokale energiressurser, naturen er sårbar og det er 900 km til Finnmarkskysten. Det er også geopolitiske overveielser knyttet til Svalbardsamfunnet.

Det har vært utredet en rekke ulike energiløsninger for Longyearbyen. I fjor la THEMA fram en mulighetsstudie i samarbeid med Multiconsult som sammenlignet flere ulike alternativer på et overordnet nivå.

I tillegg har SINTEF utredet fire alternative hydrogenløsninger, hvorav de anbefaler at to av dem utredes nærmere. Begge alternativene forutsetter at hydrogen produseres med vindkraft i Finnmark. I det ene alternativet fraktes komprimert hydrogen med skip fra Finnmark til Svalbard og brukes i brenselceller for produksjon av kraft og varme. I det andre tilfellet transporteres hydrogen bundet i ammoniakk til Longyearbyen. En kombinasjon av brenselceller og gassturbin benyttes for å produsere kraft og varme.

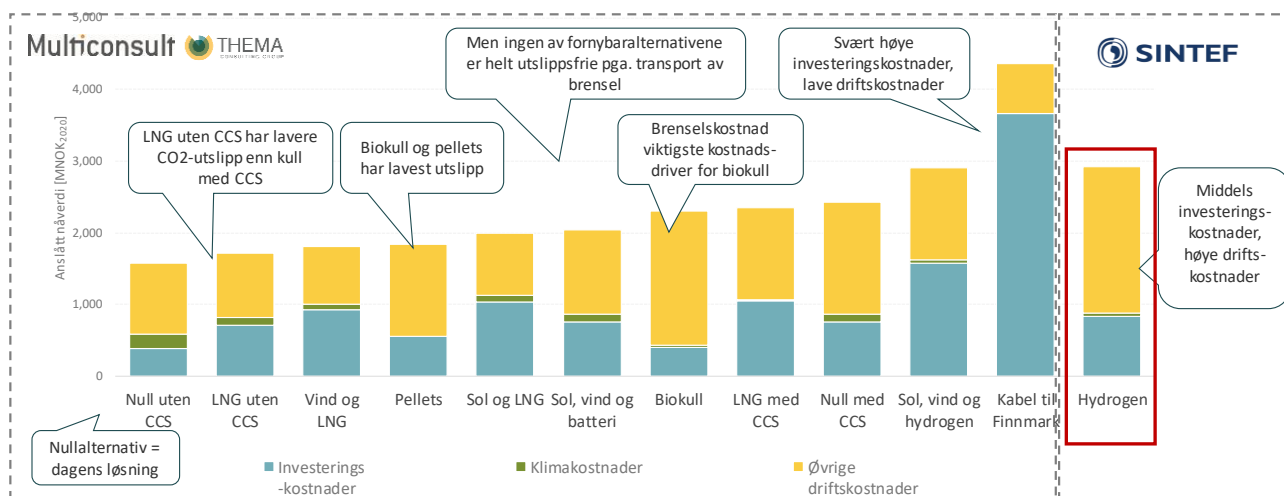
Kostnadsstrukturen er veldig ulike mellom de to hydrogenalternativene. Mens transportkostnadene utgjør 26 prosent for trykksatt hydrogen, står transportkostnadene for bare 3 prosent i ammoniakkalternativet, jfr. Figur 18

Figur 18. Kostnadsstrukturen for helhetlig energiløsning på Svalbard for henholdsvis trykksatt hydrogen (til venstre) og konvertering til ammoniakk (til høyre)



Kilde: SINTEF (2018)

Figur 19. Sammenligning av kostnader basert på prissatte virkninger av ulike energiløsninger for hydrogen til Svalbard



Kilde: THEMA og Multiconsult (2018) og SINTEF (2018)

Med det kostnadsbildet en forventer fram til 2025 er alternativene med hydrogen ikke konkurransedyktig når sammenligningen gjøres på grunnlag av prissatte effekter. Det skal relativt store kostnadsreduksjoner til før hydrogenalternativer kommer på linje med de mest kostnadseffektive fornybare alternativene, jfr. Figur 19.

Studien fra SINTEF illustrerer likevel på en god måte hvilke framtidige muligheter som kan finnes for hydrogen som energiløsning for øyer eller andre samfunn som ikke egner seg for å koble på nettet. Det pågår også andre studier der hydrogen benyttes som lager for å legge til rette for selvforsyning via sol- og vindenergi uten nettilknytning til fastlandet, f.eks. gjennom EU programmet Remote der SINTEF har en pilotstudie på Frøya i Trøndelag.

Eventuelle positive eller negative eksterne virkninger er ikke tatt med i Figur 19. Et hydrogenalternativ for Svalbard kan betraktes som et fullskala demonstrasjonsanlegg for en hydrogenbasert energiløsning i et lokalsamfunn uten nettilgang. En hydrogenløsning på Svalbard kan gi læringseffekter og kunnskapsspredning til fordel for det fremtidige hydrogenmarkedet. Slike positive virkninger må veies opp mot andre ikke kvantifiserbare hensyn som er spesielle for Svalbardsamfunnet.

3.6 Hydrogen fra småkraftanlegg som mangler nett

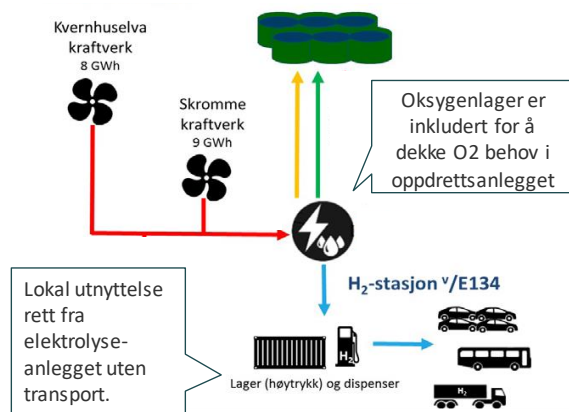
Vi har sett på to verdikjeder der hydrogen produseres med elektrolyse basert på kraft fra småkraftverk. Kraftprosjektene ligger i Rullestad i Etne kommune i Sunnhordland. På grunn av høye kostnader ved nettutbygging som er nødvendig for å frakte kraften ut av området, vil disse anleggene i utgangspunktet ikke bli bygget ut.

NVE har derfor finansiert en studie (SINTEF, 2018) for å vurdere mulighetene for at småkraftanleggene kan realiseres dersom det blir produsert hydrogen fra strømmen ved anleggene i stedet for at de knyttes til nettet. Mer detaljerte analyser er nødvendig før man kan gå videre.

En slik løsning forutsetter at det er kjøpere av produsert hydrogen, helst i regionen. Man vurderer ulike avsetningsmuligheter, herunder leveranser til fyllestasjoner ved E134 som ligger like ved, vei eller sjøtransport fra Rullestad til Stavanger eller Bergen for bruk der. Leveranser til industribedrift i området kan også være en mulighet. TiZir i Tyssedal kan få et behov på 11.000.000 kg/år dersom bedriften velger å konvertere til hydrogen. Leveranser av oksygen og varme til settefiskanlegg i Rullestad kan gi ekstrainntekter og er inkludert i nåverdiberegningene fra SINTEF som er oppsummert under.

Figur 20: Oversikt over forutsetninger i de to verdikjedene:

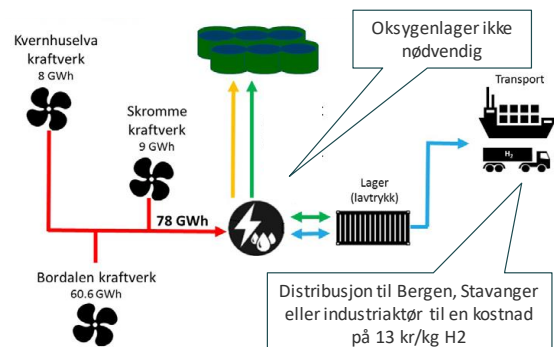
Alternativ 1



- Årlig kraftproduksjon: 19 GWh hvorav 15 GWh brukes i hydrogenproduksjonen
- Utnyttelsesgrad for energi på 56 prosent
- Årlig hydrogenproduksjon på 230.000 kg som leveres til lokal distribusjon, hovedsakelig til transportformål. Pris på hydrogen settes til 50 kr/kg
- Årlig oksygenproduksjon på 1000 tonn leveres til oppdrettsanlegg til 2 kr/kg.
- Kraftpris 22-31 øre/kWh
- **Nåverdi 68 millioner kroner**

Kilde: SINTEF (2018)

Alternativ 2



- Årlig kraftproduksjon: 78 GWh hvorav 15 GWh brukes i hydrogenproduksjonen
- Utnyttelsesgrad for energi på 73 prosent
- Årlig hydrogenproduksjon 483.000 kg som leveres til lokal distribusjon, hovedsakelig til transportformål. Pris på hydrogen settes til 50 kr/kg
- Årlig oksygenproduksjon på 810 tonn leveres til oppdrettsanlegg til 2 kr/kg.
- Kraftpris 22-31 øre/kWh
- **Nåverdi: 50 millioner kroner**

Med de forutsetningene som alternativet bygger på, fremstår begge prosjektene som lønnsomme, men det er mange forhold som må på plass for at prosjektene skal kunne bli realisert.

Først og fremst må det utvikles et hydrogenmarked med noen stabile hydrogenkunder. Casene viser videre at anleggets lokalisering har stor betydning for lønnsomheten:

- Samlokalisering med settefiskanlegg gir mulighet for tilleggsverdier fra salg av oksygen, varme og eventuelt reservestrømsløsning med brenselcelle
- Transport av hydrogen er kostbart, nærhet til markedet har derfor stor betydning for distribusjonskostnaden
- Lokale kunder med behov for stabile leveranser kan kreve store lager eller jevn hydrogenproduksjon (noe som er krevende uten tilgang på nett)

Videre vil det være viktig å se investeringer i småkraftanleggene og i hydrogenproduksjon i sammenheng i og med at investeringsnivå og utnyttelsesgrad må optimaliseres samlet. Anleggene vil også være gjensidig avhengig av hverandre over tid så lenge anleggene ikke er tilknyttet strømmettet.

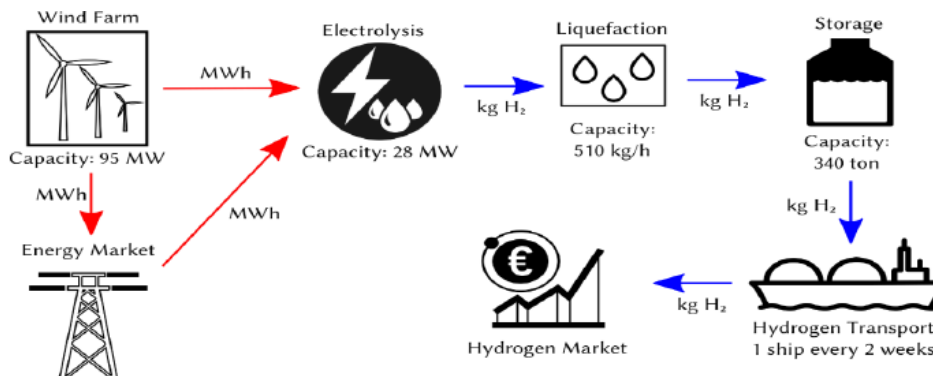
3.7 Eksport av hydrogen til Hamburg basert på vindkraft som mangler nett

To gode vindkraftprosjekter i Finnmark mangler nett. Det gjelder en kapasitetsøkning fra 45 til 200 MW på Raggovidda vindpark og en kapasitetsøkning fra 50 til 120 MW ved Hamnafjell vindpark. Nettet kan bare ta imot 95 MW fra dette området, og begrenser dermed videre vindkraftutbygging i område uten omfattende utbygging av sentralnettet i området. I 2019 har Statnett etablert et veikart for utbygging av 400 kV sentralnettslinje fram til Varangerbotn med plan om å levere konsesjonssøknad innen 2021.

Anleggene har en brukstid på 50 prosent, noe som er høyere enn alle andre planlagte vindkraftanlegg i Norge og vindkraften er dermed økonomisk sett gode prosjekter. SINTEF har gjennomført en forstudie som ser på økonomien i å transportere energien i form av hydrogen til Hamburg.

Forstudien viser at transport og lagring av hydrogen er kostnadsdrivende. I alternativet med komprimert hydrogen kommer kostnadene opp i hele 165 kroner pr kg hydrogen, mens for transport av flytende hydrogen er kostnadene beregnet til 66 kr pr kg levert i Hamburg. På grunn av stor usikkerhet i kostnadsgrunnlaget har SINTEF lagt inn en sikkerhetsmargin på 50 prosent. Det kan altså være rom for at kostnadene kan komme vesentlig ned og en kan nærme seg et nivå som fremstår som økonomisk attraktivt. Det er også usikkert hvilken pris andre aktører kan levere fornybart, flytende hydrogen til på kontinentet.

Figur 21. Verdikjede for produksjon av hydrogen



Kilde: SINTEF (2017)

Det er ikke rom for å gå videre med utredninger av hydrogenleveranser fra Finnmark til kontinentet så lenge det ikke finnes et stabilt marked for hydrogen. I påvente av dette, har Varanger Kraft sammen med SINTEF og andre satt i gang et EU-støttet pilotprosjekt (Haeolus) der hydrogen skal produseres fra vindkraft i regionen i en 2,5 MW elektrolysør (1000 kg/per dag). Budsjettet for prosjektet er 6,9 MEUR og prosjektet skal gå fram til 2021.

3.8 Power to power hydrogenkjede for å unngå overlast på R-nettstrafo

To nye produksjonsanlegg skal knyttes til nettet. Det medfører at en transformator i regionalnettet får overlast, men kun i korte perioder i løpet av året. Å oppgradere transformatorstasjon vil dermed være nødvendig. Spørsmålet er om det finnes andre løsninger, herunder etablere Power-to-power verdikjede som kan lagre overskuddsenergi i perioder med mye strømprduksjon og levere det tilbake på nettet når det er ledig kapasitet i trafoen. En oppsummering av caset er vist i Figur 22

Gjennomgangen av dette caset viser at transformatoroppgradering av i dag er rimeligere enn både batteri og hydrogen. Årsaken til dette, er at overlast i trafoen er stor, men kun skjer i noen timer i

året. I en slik sammenheng, vil begrensning av produksjonen i de timene være mer kostnadseffektivt (noe det er begrensede muligheter for å gjøre i dagens nettregulering).

Figur 22: Oversikt over caset – hydrogenkjede for å unngå overlast R-nettstrafo⁷

Kostnader i 1000 NOK		I dag:	Om ti år:	
Trafooppgradering		21 773 – 25 589	?	• Kostnaden til oppgradering av trafo er høy i dette tilfellet, ofte er kostnaden lavere
		Verdien av å utsette trafooppgradering med ti år.		
Spesialregulering / PFK ¹		261	291	• Spesialregulering kan ikke benyttes som en permanent løsning i dag • Her betaler man for energi, noe som lave kostnader pga. få timer med overlast
		Prisforskjell som følge av prisutvikling i RKM.		
Batteri		40 221	17 447	• Både batterier og P2P hydrogenløsninger har høye investeringskostnader • Energikostnaden har liten betydning siden det er snakk om små energivolum
		Batterikapasitet på 10 MWh (39 % av overlasten). Øvrig overlast spesialregulert.		
Hydrogen	Lav	18 858	Elektrolyse 2.5 MW, Lager 20 MWh, Brenselcelle 1 MW (39 % av overlasten). Øvrig overlast spesialregulert.	
	Middels	46 915		
	Høy	49 888		

I dette caset har vi sett på en hydrogenløsning som blir satt opp for å løse nettutfordringen spesifikt. Kostnadene og lønnsomheten kan se ganske annerledes ut dersom utgangspunktet er at man vil etablere hydrogenproduksjon og er villig til å plassere den på et sted i nettet der man samtidig vil forbruke noe av produksjonen som skaper overlast i trafoen.

3.9 Hydrogen som primær- og sekundærreserve

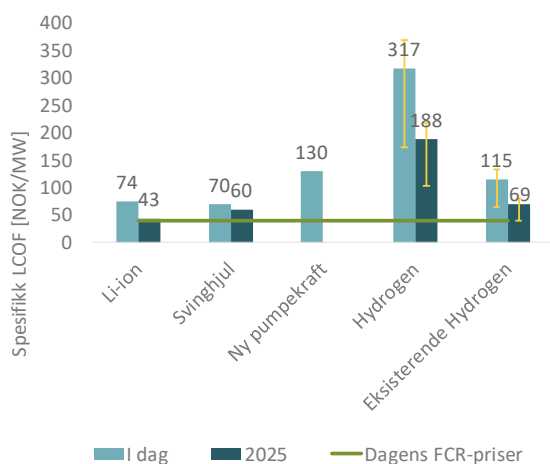
Ethvert kraftsystem trenger produksjonskapasitet som kan regulere opp og ned for å jevne ut kortsiktige ubalanser. Statnett har etablert et markedsbasert system for kjøp av balansetjenester fra kraftmarkedsaktører. Spørsmålet er om hydrogen kan være konkurransedyktig som leverandør av balansetjenester. Vi har analysert hydrogen sin konkurranseevne for å levere to typer tjenester i balansemarkedet. Den ene gjelder leverandør av såkalte primær-reserver som må kunne levere kraft meget raskt, i løpet av noen få sekunder, og man må kunne levere like mye kapasitet «opp og ned». Den andre gjelder sekundærreserver hvor responstiden er noe lengre, men som må kunne levere kraft over perioder fra 15 minutter til noen få timer.

Vi har gjort våre beregninger basert på et gitt bruksmønster for tjenestene som er likt på tvers av leverandørene. Analysens resultater er vist i Figur 23. Den grønne horisontale linjen viser dagens prisnivå for de aktuelle tjenestene. Batteri fremstår som mer velegnet som leverandør av primærreserver enn hydrogenløsninger. For sekundærreserver kan hydrogenløsninger trolig bli aktuelt i områder der vannkraft ikke kan levere tilstrekkelig mengde.

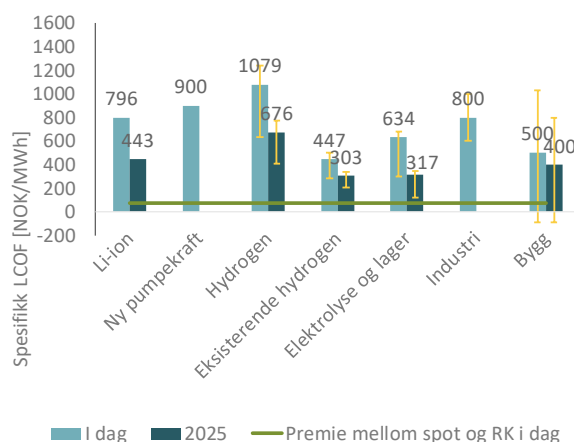
⁷ PFK=Produksjonsfrakobling.

Figur 23. Konkurransesevnen for hydrogen som leverandør balansetjenester

Raske reserver : Batterier er trolig en bedre løsning, men H2 kan bli aktuelt på marginen



Sekundær reserve: H2 kan konkurrere med batterier, og er aktuelt ved høyere betalingsvillighet i markedet



Ingen av alternativene kan konkurrere mot dagens prisnivå for sekundære reserver som er svært lavt, men hydrogenløsningene er konkurransedyktige mot de øvrige alternativene som er vurdert. Det lave prisnivået reflekterer at de eksisterende vannkraftanleggene er svært konkurransedyktige.

3.10 Oppsummering av casene om hydrogens rolle i norsk energiforsyning

Case-studiene peker på en del muligheter og dilemmaer for hydrogen i norsk energiforsyning.

- Norge har gjennom vannkraften et fleksibelt kraftsystem. Vannkraftens fleksibilitet gjør at verdien av hydrogen som fleksibilitetsreserve er mindre i Norge enn i Europa. Likevel viser casegjennomgangen at hydrogen kan bli konkurransedyktig dersom flere anvendelser er med på å dekke de faste kostnadene ved hydrogenproduksjon. Hydrogen har potensial for å spille en rolle i balansemarkedene, men betalingsviljen for balansetjenester må da øke.
- For noen anvendelser som mangler nettilgang, er hydrogenløsninger konkurransedyktige allerede i dag. Det gjelder særlig leveranser til basestasjoner og for energiforsyning til oppdrettsanlegg som alternativt forsynes med diesellaggregater.
- Kostnadene ved transport og lagring er pr. i dag en økonomisk barriere. Å utvikle mer kostnadseffektive transport- og lagerløsninger er viktige for det langsiktige potensialet for norskprodusert hydrogen.
- For å utnytte skalafordele er det viktig å utvikle verdikjeder som betjener flere markeder samtidig. Det betyr at en bør se anvendelsesmuligheter i energisektoren i sammenheng med utviklingen av et marked for grønt og blått hydrogen til transport- og industriformål.

4 PERSPEKTIVER FOR NORSK NÆRINGSUTVIKLING

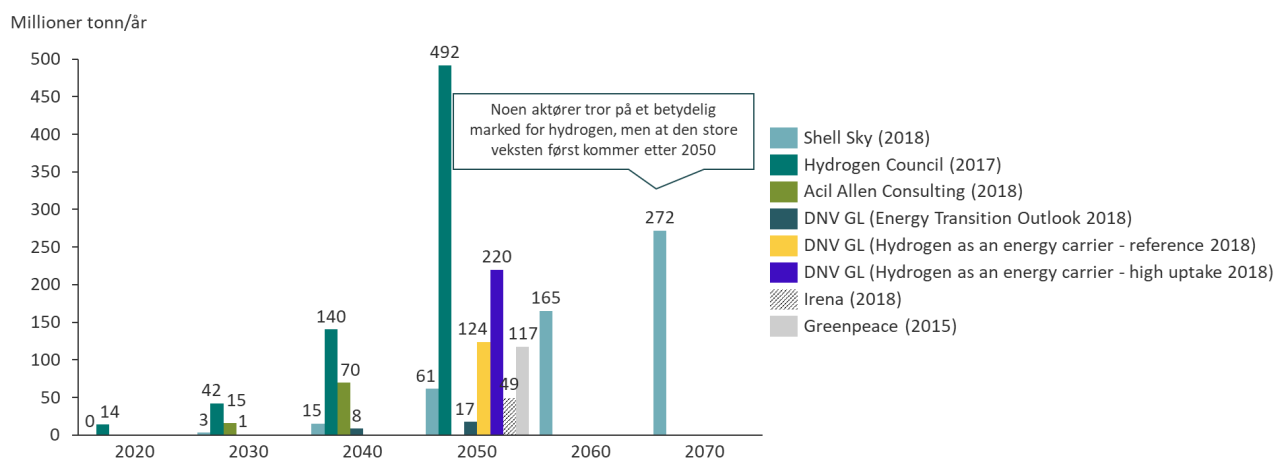
4.1 Den globale markedsutviklingen

Hydrogen brukes i dag hovedsakelig i industrielle prosesser. Det globale forbruket ligger på rundt ca. 55 millioner tonn, hvorav om lag halvparten brukes i produksjon av ammoniakk som er en viktig innsatsfaktor i produksjon av kunstgjødsel. Det resterende brukes i all hovedsak i raffineringsindustrien for fremstilling av petroleumsprodukter og til produksjon av metanol som først og fremst brukes som innsatsfaktor i ulike kjemiske produksjonsprosesser. Det hydrogenet som anvendes, fremstilles hovedsakelig i anlegg internt i den enkelte industribedriften. Bare i størrelsesorden 5 prosent omsettes i markedet.

Det er mange institusjoner som i løpet av de siste årene har publisert vurderinger av det fremtidige markedspotensialet for hydrogen på lang sikt. Vi har samlet og systematisert de ulike analysene. En oppsummering er vist i Figur 24. Ikke uventet er det store forskjeller mellom ulike anslag for den fremtidige globale etterspørselen. Hydrogen Council, som kom med en rapport i 2017⁸ er mest optimistisk, mens DNV GL er noe mer forsiktig i sine framskrivninger⁹. I sitt Sky-scenario, antar også Shell at hydrogen blir en viktig global energibærer, men ikke før i andre halvdel av det 21. århundret¹⁰. Et fellestrekk mellom scenarioene er at det skjer en relativt beskjeden markedsoppbygging fram til 2030.

En mulig forklaring på de store forskjellene er at noen opererer med potensialstudier, mens andre legger inn sine forventninger om markedsoppbyggingen. Videre knytter det seg stor usikkerhet til kostnads- og teknologiutvikling både for hydrogen og andre alternative løsninger som kan bidra i omstillingen til lavutslippssamfunnet.

Figur 24. Anslag på den globale etterspørselen etter hydrogen på lang sikt¹¹



4.2 Det norske markedet fram til 2030

DNV GL og Greenstat har nylig gjort vurderinger av markedspotensialet for det norske hydrogenmarkedet fram til 2030.

⁸ Hydrogen Council (2017): [Hydrogen - scaling up. A sustainable pathway for the global energy transition.](#)

⁹ I DNV GLs [Energy Transition Outlook 2018](#) var etterspørselen anslått til kun 18 millioner tonn, mens i den senere rapporten [Hydrogen as an Energy Carrier](#), er det høye anslaget (248 millioner tonn) på omkring halvparten av Hydrogen Council sitt anslag.

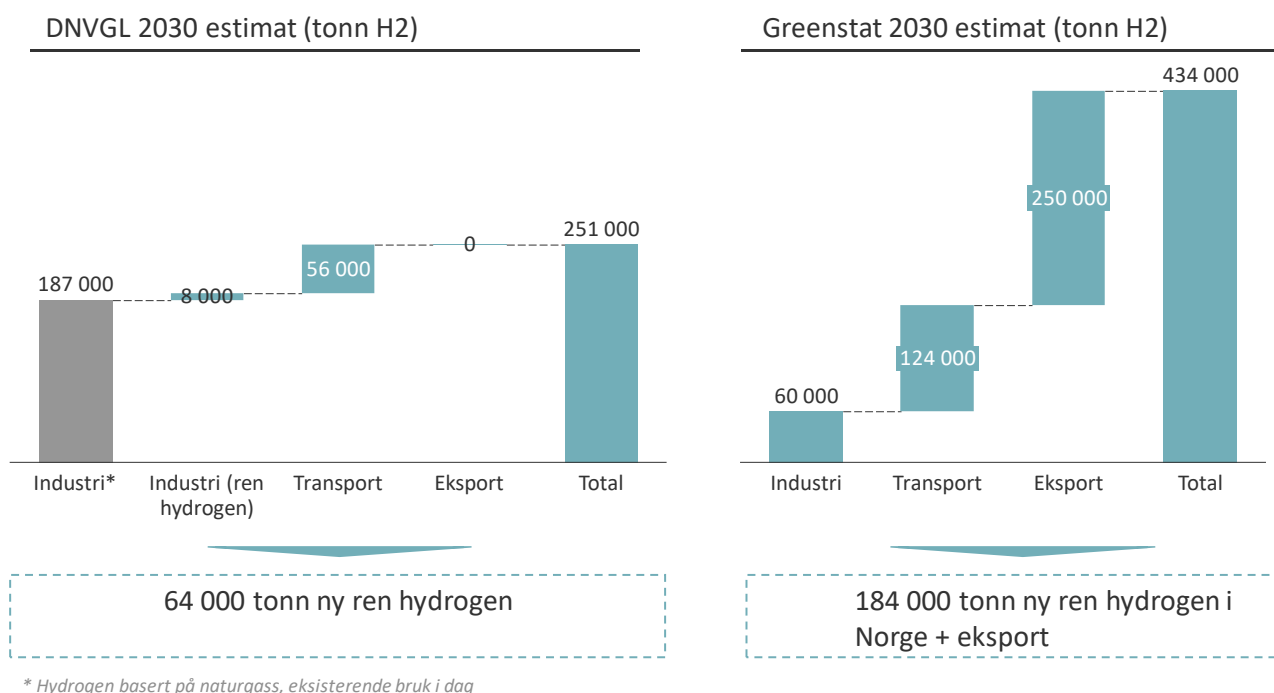
¹⁰ Shell (2018) – [Sky scenario](#)

¹¹ Etterspørsel er uten dagens volum som er 95% grå hydrogen – dagens volum er på ca. 55 millioner tonn/år

DNV GL¹² ser for seg økende bruk av hydrogen i første rekke til tyngre kjøretøy og busser (36 000 tonn) og til skipsfart i norske farvann (18 000 tonn). Inkluderer en hydrogendrift på Rauma- og Rørosbanen og at TIZir omstiller til hydrogen, når en opp i et markedsvolum på 64 000 tonn grønt eller blått hydrogen innen 2030. I tillegg kommer et forbruk på 187 000 tonn i industrien som en forventer vil forbli grått fram til 2030. Greenstat er vesentlig mer optimistisk enn DNV GL og ser for seg et totalmarked for hydrogen basert på fornybar kraft i Norge på 184 000 tonn, og eksport av ytterligere 250 000 tonn¹³.

Dersom disse volumene skal dekkes av fornybar kraftproduksjon, og en antar at det trengs 50 kWh strøm pr. kilo hydrogen, fremkommer det et kraftbehov på 3,2 og 21,7 TWh for henholdsvis DNV GLs og Greenstats vurderinger. Disse framskrivningene er illustrert i Figur 25. Selv med DNV GLs mer moderate anslag synes det å være et stort nok marked for utvikling av en eller flere norske verdikjeder for grønt eller blått hydrogen innen 2030.

Figur 25. Markedet for hydrogen i Norge pluss eksportmuligheter i et tidsperspektiv fram til 2030



4.3 Produksjon og eksport av hydrogen basert på norske energiressurser

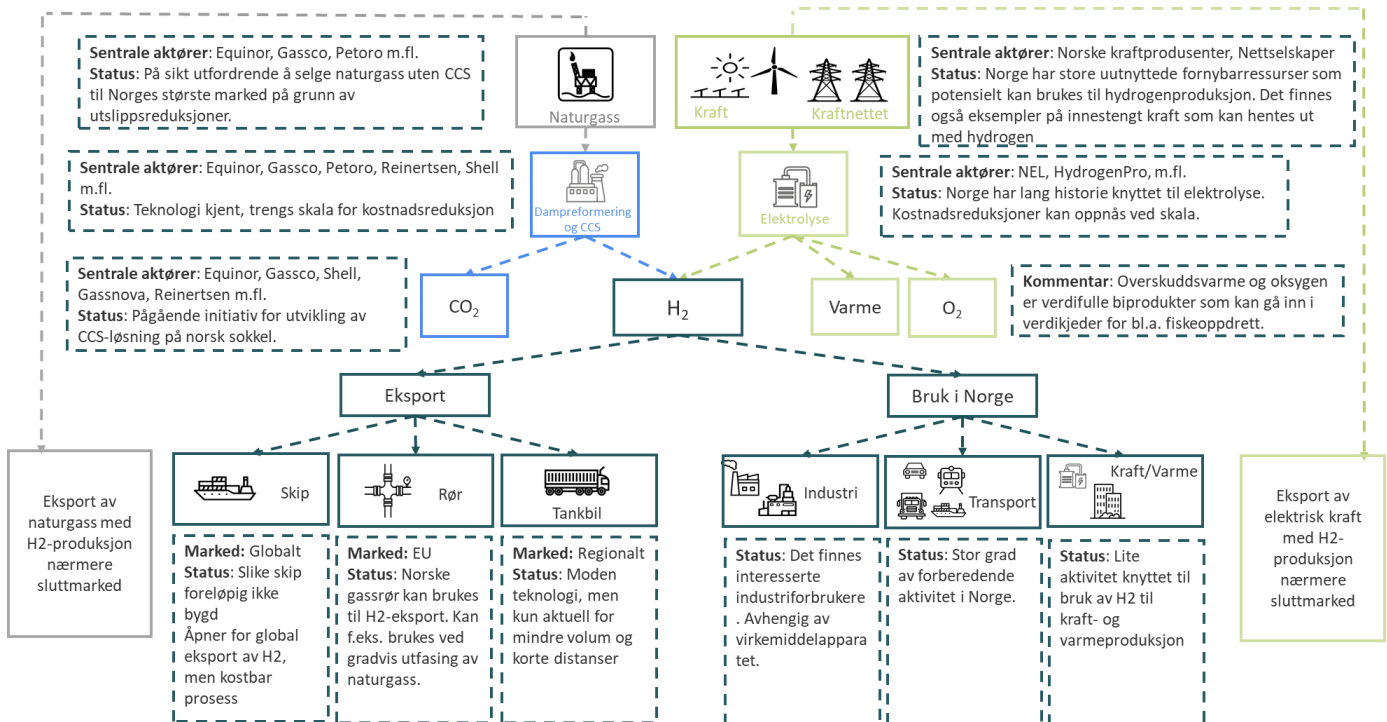
De store, norske energiressursene har vært og er en sentral kilde til verdiskaping og næringsutvikling i Norge. Disse energiressursene kan også benyttes til å produsere hydrogen. Hydrogen kan produseres på en lang rekke måter, fra kull, gass, biomaterialer, elektrisitet og andre prosesser. Når mulighetene for storskala eksport av hydrogen fra Norge omtales, er det likevel først og fremst de norske kraft- og naturgassressursene som trekkes frem.

Figur 26 gir en illustrasjon av noen av de mest aktuelle måtene disse to energikildene kan brukes til fremstilling av hydrogen.

¹² DNV GL (2018): [Produksjon og bruk av hydrogen i Norge](#)

¹³ Basert på intervju med Greenstat

Figur 26. Sentrale aktører i Norge som er eller som er posisjonert for å delta i ulike deler av verdikjedene for hydrogen¹⁴



Naturgass kan gjennom dampreforming med karbonfangst og -lagring gi hydrogen med svært lave utslipp. Norske, fornybare kraftressurser kan ved elektrolyse brukes til å fremstille grønt hydrogen. Hydrogen fra begge energibærerne kan enten brukes i Norge eller eksporteres. Mulighetene for eksport av hydrogen basert på fornybar kraft eller naturgass er beskrevet i de påfølgende seksjonene.

Det finnes flere eksportmuligheter for hydrogen fra Norge. Tankbiler kan være en aktuell løsning for moderate volumer. Dersom det utvikles kostnadseffektive løsninger for skipstransport av hydrogen, vil det også kunne åpne for eksport til et globalt marked. En tredje mulighet er å bruke det norske gassrørledningsnett som går til Storbritannia og det europeiske fastlandet under Nordsjøen. Gassco er en aktør som er engasjert i å undersøke mulighetene for innblanding av hydrogen i naturgassmiksen, eller tilpasninger av dagens rørinfrastruktur for dedikert hydrogeneksport på sikt. En slik transportløsning kan vise seg å øke verdien av norskprodusert hydrogen sammenlignet med alternative transportformer.

4.3.1 Hydrogenproduksjon basert på norske kraftressurser

Med den installerte produksjonskapasiteten pr. utgangen av 2018 kan Norge produsere ca. 141 TWh¹⁵. Vi anslår temperaturkorrigerte kraftforbruket i 2018 til 135 TWh. Det gir et underliggende kraftoverskudd på 6 TWh. Fram til 2030 anslår NVE at overskuddet vil øke til 15 TWh¹⁶. Et kraftoverskudd på 15 TWh er tilstrekkelig for å produsere omkring 280 000 tonn hydrogen ved elektrolyse¹⁷. Hvor stort kraftoverskuddet i Norge vil være på lenger sikt, vil avhenge av hvor mye ny kraftproduksjon som bygges ut og hvordan kraftforbruket utvikler seg. Det avhenger blant annet av hvor omfattende elektrifiseringen blir.

¹⁴ Illustrasjon over potensielle hydrogenrelaterte bruksmuligheter for norske kraft- og naturgassressurser.

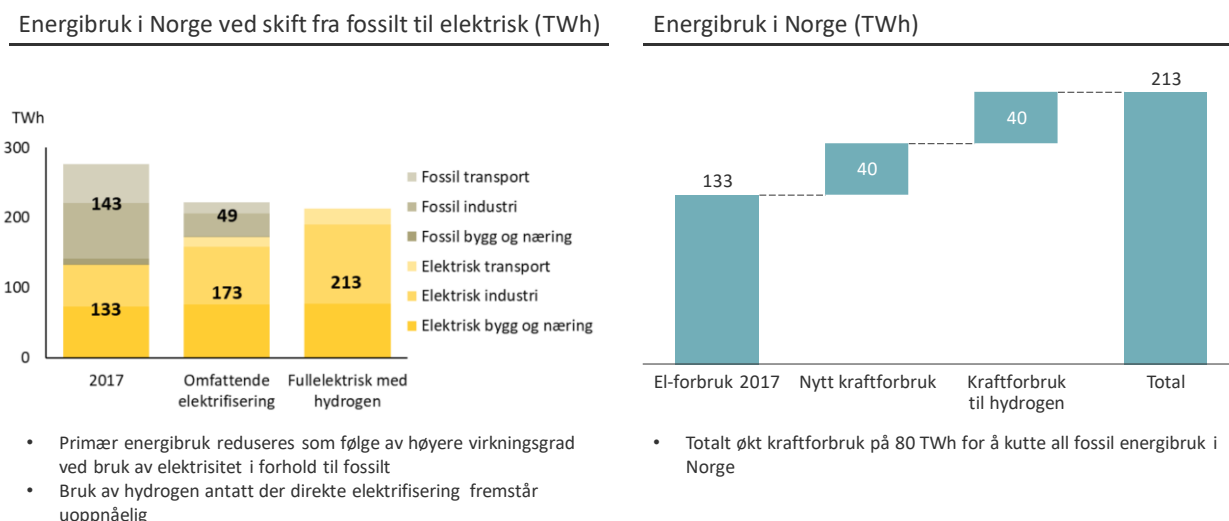
¹⁵ NVE - <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>

¹⁶ NVE (2017) – Kraftmarkedsanalyse 2017-2030.

¹⁷ Antatt 53 kWh/kg.

Statnett har presentert en rapport som inneholder vurderinger av hvor mye kraft som trengs for å gjøre Norge utslippsfritt. Dersom videre elektrifisering er formålstjenlig, kan den medfølgende årlige kraftetterspørselen øke med 40 TWh. For sektorer hvor elektrifisering er mer krevende, slik som deler av industrien, tung- og langdistansetransport, er hydrogen omtalt som en av flere mulige løsninger. Dersom hydrogen blir den valgte løsningen, vil det kreve ytterligere 40 TWh fornybar kraftproduksjon. Den samlede økningen i kraftforbruket vil da øke 80 TWh som illustrert i Figur 27.

Figur 27. Statnetts vurdering av energibruk i Norge med en omfattende elektrifisering i kombinasjon med hydrogen



Kilde: Figur til venstre hentet fra [Statnett \(2019\) – Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm](#)

Dersom man antar netto null eksport av kraft, vil det fordre en økning i norsk, fornybar kraftproduksjon på 64 TWh fra produksjonsnivået i 2017¹⁸. Dersom Norge skal eksportere hydrogen basert på elektrisk kraft, må det baseres på en ytterligere økning i kraftproduksjonen. Gitt at Norge har et kraftoverskudd, vil et alternativ til produksjon av hydrogen for eksport være å eksportere den elektriske kraften til Norden og EU som i dag.

4.3.2 Norske naturgassressurser kombinert med CCS kan gi store mengder lavutslippshydrogen

I 2017 eksporterte Norge 117 milliarder kubikkmeter (bcm) naturgass, hvorav det aller meste til Europa gjennom rørledningsnettene under Nordsjøen. Dette volumet tilsvarer 8-9 ganger Norges samlede produksjon av elektrisk kraft¹⁹.

På sikt vil EUs arbeid mot å bli en lavutslippsøkonomi gjøre det krevende å benytte naturgass i mange sektorer. Det er derfor naturlig å anta at alternativverdien av naturgass uten karbonfangst vil kunne falle kraftig fra dagens nivå. Gitt gasseksportens betydning for norsk økonomi, rettes det mye oppmerksomhet mot muligheten for å bruke naturgass til produksjon av lavutslippshydrogen.

Som illustrert i Figur 26, kan norske naturgassressurser brukes til å produsere hydrogen ved dampreformering. Kombinert med karbonfangst- og lagring, vil dette kunne gi tilgang på store volum med hydrogen med svært lave klimagassutslipp. Dersom dagens eksportvolum for naturgass hadde blitt omformet til hydrogen med karbonfangst og -lagring, ville det gitt ca. 22,5 millioner tonn hydrogen²⁰.

¹⁸ Samlet bruttoproduksjon av elektrisk kraft i Norge i 2017 var på 149,4 TWh ifølge SSB.

¹⁹ Norsk eksport av naturgass var i 2017 på 117 bcm, noe som tilsvarer 1250 TWh.

²⁰ Gitt at vi antar en effektivitet på 75% (Element Energy).

Et alternativ til eksport av hydrogen vil være fortsatt eksport av naturgass gjennom dagens eksportkanaler, med hydrogenproduksjon og karbonfangst- og -lagring nærmere sluttforbruket. En slik løsning kan være interessant av tre grunner. For det første er det krevende å lagre og transportere hydrogen. Omforming nærmere sluttforbruket vil redusere transportbehovet. For det andre har Norge allerede en betydelig infrastruktur for naturgasseksport til EU, som man vil kunne fortsette å utnytte uten store tilpasninger. For det tredje vil lokalisering av produksjonsanlegg for hydrogen og CCS i EU bidra til at deler av verdiskapingen foregår i landet hvor energien skal brukes, noe som kan gjøre et slikt samarbeid mer attraktivt for mottakslandene.

Flere ledende, norske industribedrifter er engasjert i å utvikle verdikjeder og markeder både for karbonfangst og -lagring og hydrogenproduksjon fra naturgass. I samarbeid med Northern Gas Networks og Cadent i England, har Equinor utviklet et konsept for å omforme varmesektoren i et større område i England fra naturgass til hydrogen. Norge eksporterer da naturgass, mens karbonfangst- og lagring og hydrogenproduksjon skjer i England²¹.

4.3.3 Hydrogen kan videreføre Norges rolle som energileverandør til Europa

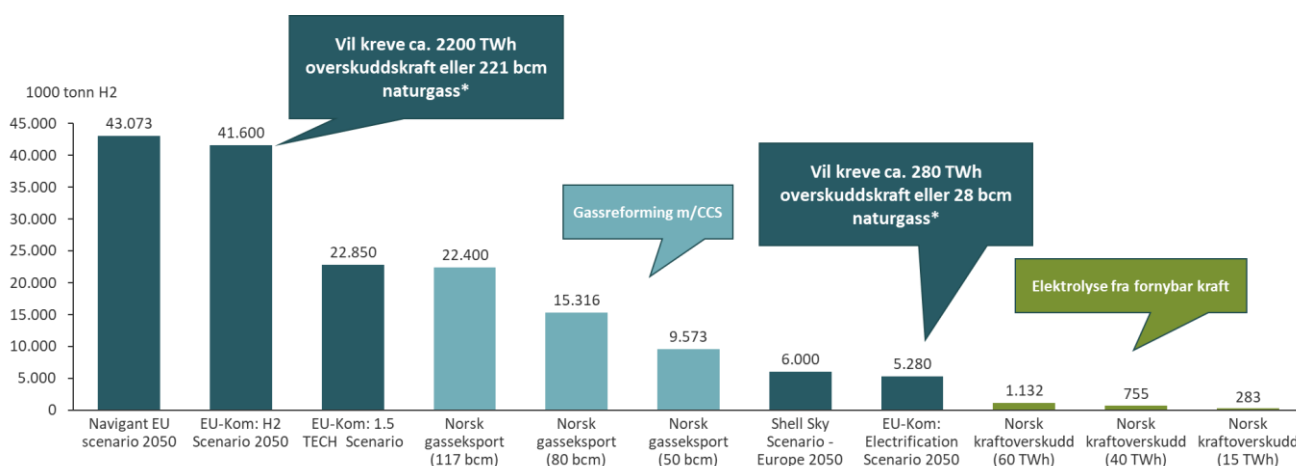
Vi har sett på hvordan hydrogenproduksjon basert på ulike nivåer av naturgassvolum og kraftoverskudd i Norge rekkes i forhold til anslag på den fremtidige etterspørselen i Europa fram til 2050. En sammenstilling kan sees i Figur 28.

To sentrale poenger kan leses ut av figuren. For det første er de langsiktige anslagene for europeisk etterspørsel etter hydrogen svært sprikende, noe som trolig i stor grad henger sammen med usikkerhet knyttet til teknologi- og kostnadsutviklingen.

For det andre ser vi at eksportpotensialet er vesentlig mye høyere ved bruk av norsk gass enn ved bruk av norske kraftressurser. En antagelse om et svært høyt, norsk kraftoverskudd på 60 TWh (utover det som kreves av økt kraftforbruk og eventuell produksjon av hydrogen til bruk i Norge) vil kunne gi litt i underkant av to millioner tonn hydrogen for eksport. Dette representerer en viktig potensiell eksportmulighet for Norge. Eksportpotensialet for hydrogen fra naturgass er likevel langt høyere. Legger man til grunn et nivå på norsk gasseksport på under halvparten av dagens nivå (50 bcm) kunne gi i underkant av ti millioner tonn.

Vi ser at norske kraft- og naturgassressurser både hver for seg og samlet sett vil kunne bidra til å dekke en betydelig andel av den samlede etterspørselen etter hydrogen i EU.

Figur 28: Sammenstilling av hydrogenetterspørsel i EU for ulike scenarioer og produksjonspotensial fra norske gass- og kraftressurser.



²¹ Northern Gas Networks, Cadent og Equinor (2018) – [H21 North of England](https://www.h21northofengland.com/)

4.4 Næringsutvikling og eksportmuligheter knyttet til teknologi og løsninger

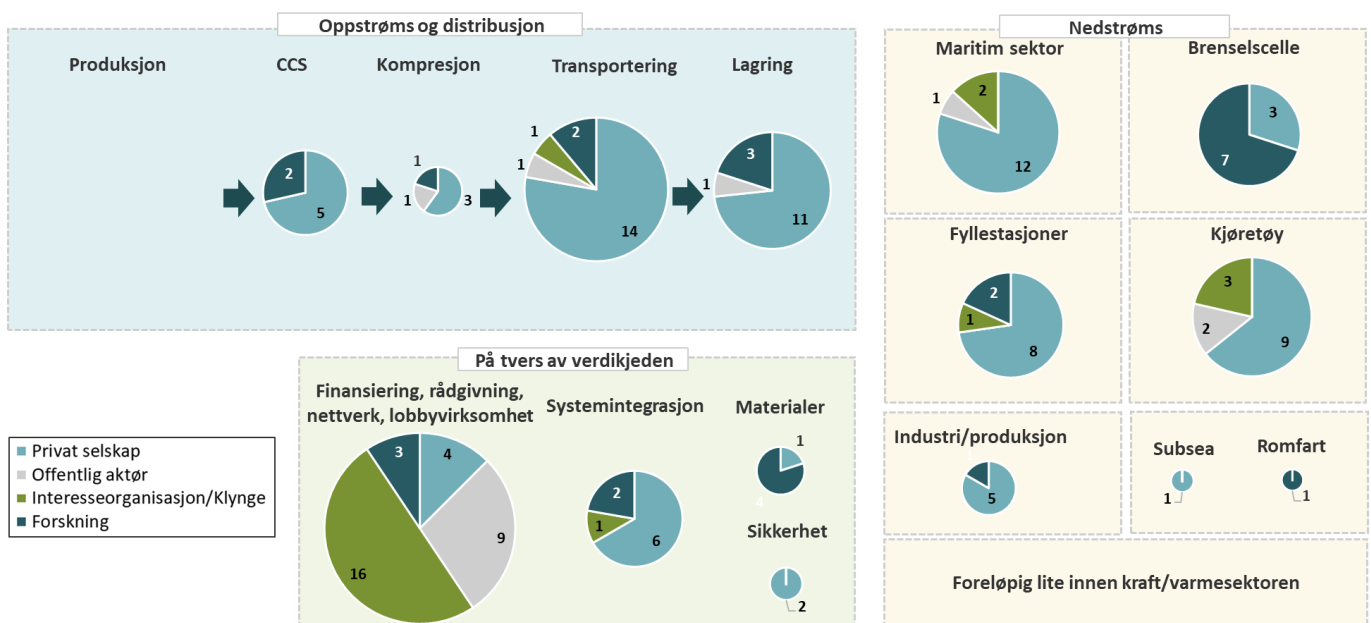
I tillegg til de næringsutviklings- og eksportmulighetene som knytter seg til utnyttelse av norske energiresurser, vil utviklingen av en global hydrogenøkonomi også innebære muligheter innen teknologi og løsninger knyttet til verdikjedene for hydrogen.

4.4.1 Det er en lang rekke norske aktører som arbeider med hydrogen

Vi har laget en oversikt over norske aktører som har et engasjement knyttet til hydrogen fordelt på ulike deler av verdikjeden. Et oppsummerende bilde av denne oversikten kan sees i Figur 29. I figuren har vi oppgitt antall aktører pr. del av verdikjeden, og vi har skilt mellom privatselskap, offentlige aktører, interesseorganisasjoner og klynger, og forskningsinstitusjoner.

Bildet viser at norske aktører har virksomhet som dekker de fleste delene av verdikjeden, men flest finner vi innen produksjon og transport. Det er også mange aktører som har virksomhet som går på tvers av verdikjedene.

Figur 29. Fordeling av registrerte aktører med hydrogenaktiviteter i Norge. Antall aktører²²

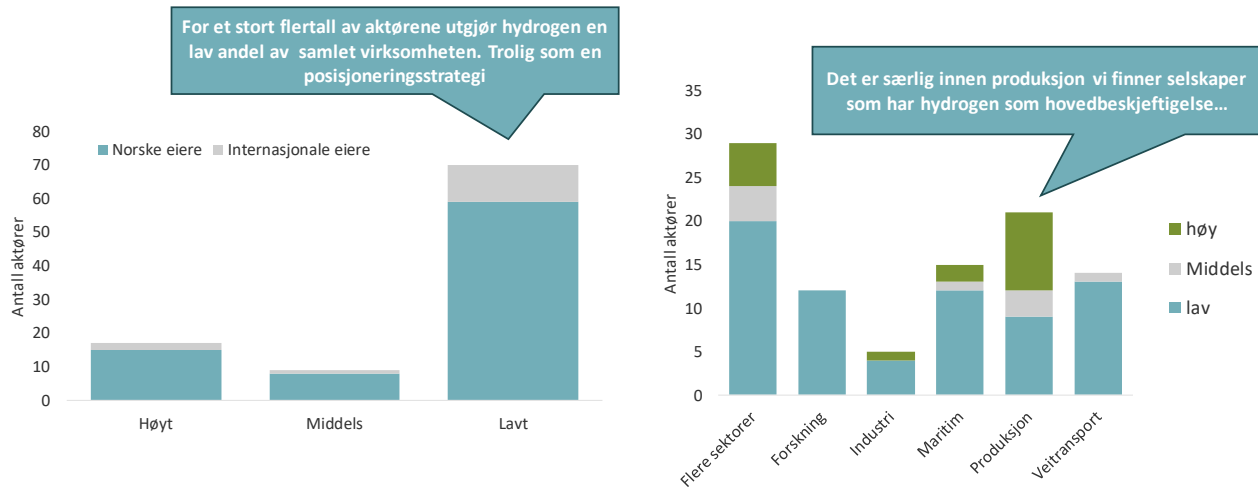


Kilder: Intervjuer, referansegruppen, Norsk Hydrogenforum

Som vi ser i Figur 30, er det imidlertid et fåtall av aktørene som har hydrogen som sin hovedaktivitet. Dette er naturlig, all den tid hydrogenmarkedet i Norge og Europa foreløpig har hatt et begrenset omfang. Samtidig er det en indikasjon på at det finnes en lang rekke aktører som følger markedsutviklingen og som ser potensielle forretningsmuligheter knyttet til hydrogen.

²² Databasen inneholder 96 aktører. En aktør kan gå igjen på flere steder i verdikjeden dersom de er engasjert i flere aktiviteter. Oversikten er trolig ikke fullstendig utfyllende.

Figur 30. Norske aktører fordelt med virksomhet innen hydrogen etter hvor stor del hydrogenaktiviteten utgjør av virksomheten (diagram til venstre) og fordelt på sektorer (diagram til høyre)²³



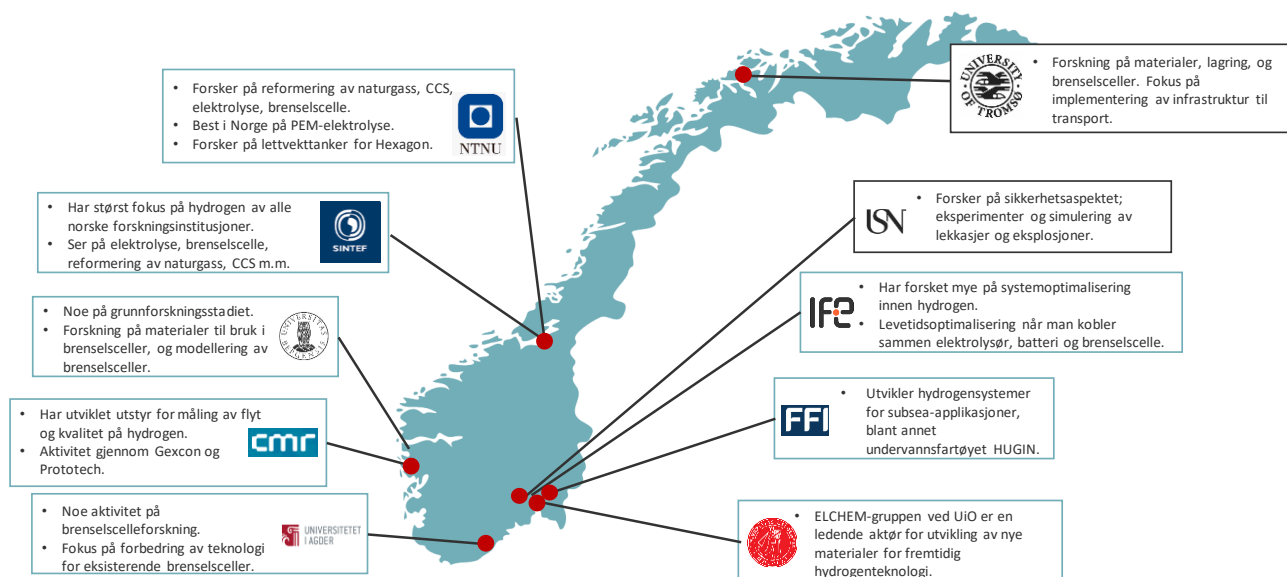
*Vurderingene er gjort kvalitativt basert på en gjennomgang av aktørenes nettsider eller øvrig informasjon vi har mottatt.

Norge har en historie innen hydrogenforskning, spesielt på grunnforskningsstadiet som gjør oss aktuelle for å videreføre forskningen når markedet tar form. I det siste har fokuset skiftet mer mot direkte oppdragsforskning for kommersielle aktører. Både SINTEF, NTNU og UiO har vært med i flere internasjonale hydrogenprosjekter.

Norge ligger i front på mange aspekter av produksjonssiden, med fokus både på naturgasshåndtering og elektrolyseteknologi. I samarbeid med Hexagon ligger NTNU også i front på lagring av hydrogen. Norge har vært tidlig ute med å se på anvendelse av hydrogen innen maritime næringer, og ved å opprettholde forskning på dette feltet har vi potensial til å innta en posisjon som markedsleder.

Figur 31 gir en oversikt over sentrale, norske forskningsinstitusjoner som har forskningsaktiviteter innen hydrogenteknologi. Som det fremgår av oversikten dekker den norske forskningsaktiviteten teknologiområder som er relevant for utvikling av elektrolyse, brenselsceller, dampreforming av gass, sikkerhet, måling av gasslekkasje mv.

²³ Vurderingene er gjort kvalitativt basert på en gjennomgang av aktørenes nettsider eller øvrig informasjon vi har mottatt.

Figur 31. Norske forskningsinstitusjoner med aktiviteter innen hydrogen

71

Kilde: Informasjon fra referansegruppen og åpne kilder.

4.4.2 Eksempler på hydrogenrelatert virksomhet i Norge i dag

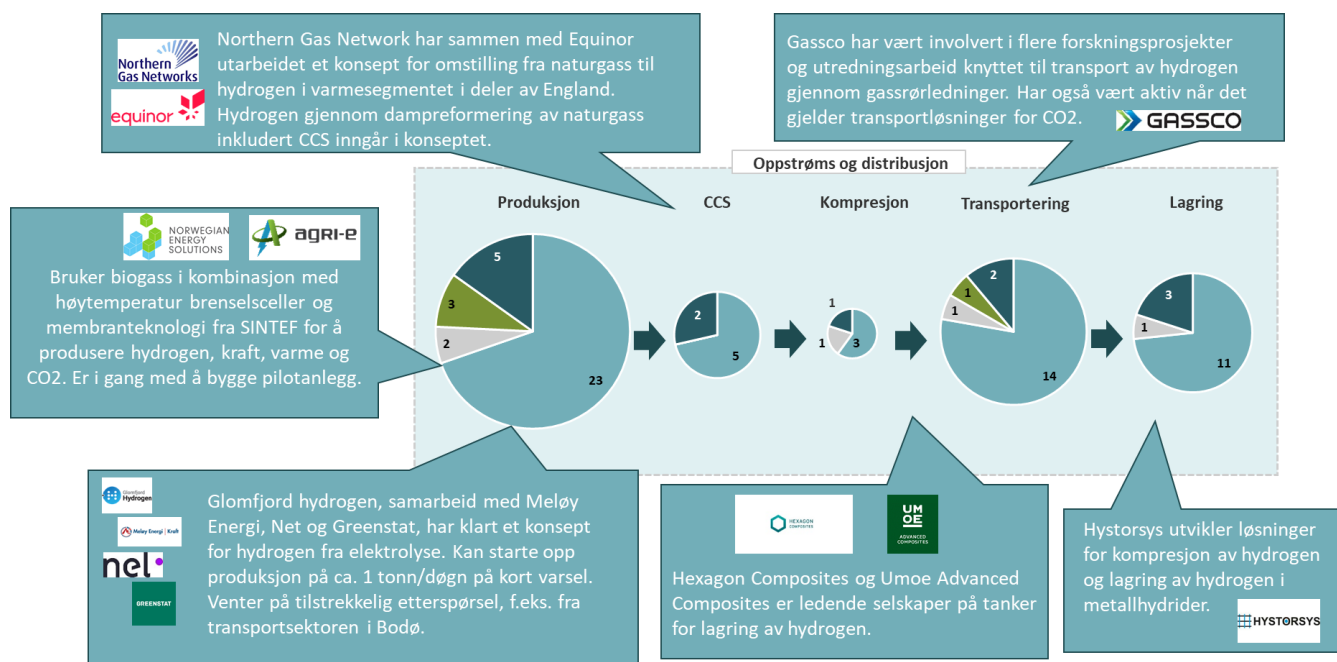
Enkelte norske selskaper er i dag blant de ledende i verden på deler av verdikjeden for hydrogen. Nel er en global aktør når det gjelder fyllestasjoner og elektrolysører, mens Hexagon Composites er blant verdens ledende på komposittanker til lagring og transport av hydrogen. Innen mindre nisjer finner vi også selskaper som Gexcon, som blant annet har utviklet en programvare for simulering av eksplosjoner relatert til hydrogen.

Ettersom bruken av hydrogen som energibærer er i et tidlig stadium, befinner de fleste norske aktørene seg på et før-kommersielt nivå i påvente av at nødvendig etterspørsel utløses eller i prosess med å utvikle nye, teknologiske løsninger. Under følger noen konkrete eksempler på hydrogenrelatert virksomhet i Norge, fordelt på ulike deler av verdikjeden.

Figur 32 viser noen eksempler på kommersielle aktiviteter og FoU-aktiviteter rettet mot hydrogenverdikjeden oppstrøms for hydrogen.

- Equinor har sammen med britiske Northern Gas Network og Cadent utarbeidet et konsept for omstilling fra naturgass til hydrogen i varmesegmentet i deler av England. Hydrogen fra dampreformering av naturgass inkludert CCS inngår i konseptet.
- Gassco har vært involvert i flere forskningsprosjekter og utredningsarbeid knyttet til transport av hydrogen gjennom gassrørledninger, og har også vært aktiv når det gjelder transportløsninger for CO₂.
- Norwegian Energy Solutions og Agri-e har utviklet et konsept for biogass i kombinasjon med høytemperatur brenselceller og membranteknologi fra SINTEF for å produsere hydrogen, kraft, varme og CO₂. De er nå i gang med å bygge et pilotanlegg.
- Glomfjord Hydrogen er et samarbeid mellom Meløy Energi, Nel og Greenstat. Selskapet har klart et konsept for produksjon av hydrogen ved elektrolyse og kan starte opp produksjon på ca. 1 tonn/døgn på kort varsel. Venter på at tilstrekkelig etterspørsel skal komme på plass, f.eks. fra transportsektoren i Bodø.
- Hystorsys utvikler løsninger for kompresjon av hydrogen og lagring av hydrogen i metallhybrider.

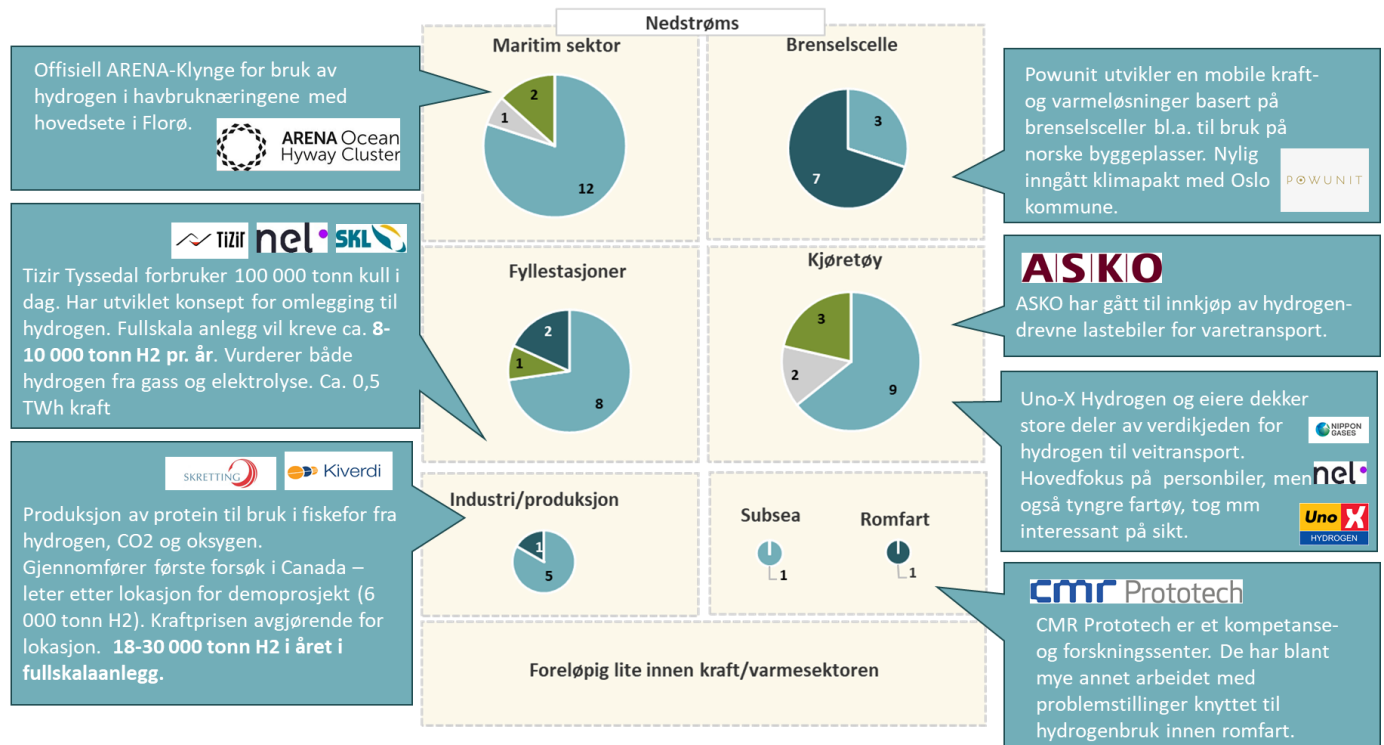
Figur 32. Noen viktige eksempler på FoU-aktiviteter innen oppstrøms hydrogen blant norske bedrifter og forskningsinstitusjoner



Figur 33 viser noen eksempler på aktiviteter og initiativer innen norsk næringsliv rettet inn mot transport og bruk av hydrogen:

- Det er mye aktivitet innen maritim sektor knyttet til hydrogen. I 2018 ble Ocean Hyway Cluster tildelt Arena-klyngestatus i 2018. Klyngen samler bedrifter i de havbaserte næringene som arbeider med hydrogen. Ulike løsninger for bruk av hydrogen i skipsfart er et sentralt tema. Også innen marin næring sees det blant på bruk av hydrogen blant annet til forflåter.
- TIZir Tyssedal forbruker 100 000 tonn kull i dag og har utviklet et konsept for omlegging til hydrogen. Samarbeider med Greenstat og TIZir. Et fullskala anlegg vil kreve ca. 8-10 000 tonn hydrogen årlig. De vurderer hydrogen både fra naturgass og elektrolyse.
- Skretting og Kiverdi har utviklet en metode for produksjon av protein til bruk i fiskefor fra hydrogen, CO₂ og oksygen. De første forsøkene gjennomføres nå i Canada og de er på leting etter lokasjon for gjennomføring av et demoprojekt som vil ha et forbruk på ca. 6 000 tonn hydrogen i året. Kraftprisen og eventuell støtte for positive klima- og miljøvirkninger er avgjørende for hvor prosjektet realiseres. Et fullskalaanlegg vil forbruke 18 - 30 000 tonn hydrogen årlig.
- PowUnit utvikler mobile kraft- og varmeløsninger basert på brenselceller bl.a. til bruk på norske byggeplasser. Selskapet har nylig inngått klimapakt med Oslo kommune.
- ASKO har gått til innkjøp av hydrogendrevne lastebiler for varetransport basert på egenprodusert hydrogen.
- Uno-X Hydrogen og selskapets eiere dekker store deler av verdikjeden for hydrogen til veitransport. Hovedfokus er på personbiler, men også tyngre fartøy, tog mm. kan bli interessant på sikt. Samarbeider med Nel og Nippon Gases.
- CMR Prototech er et kompetanse- og forskningssenter. De har blant mye annet arbeidet med problemstillinger knyttet til hydrogenbruk innen romfart.

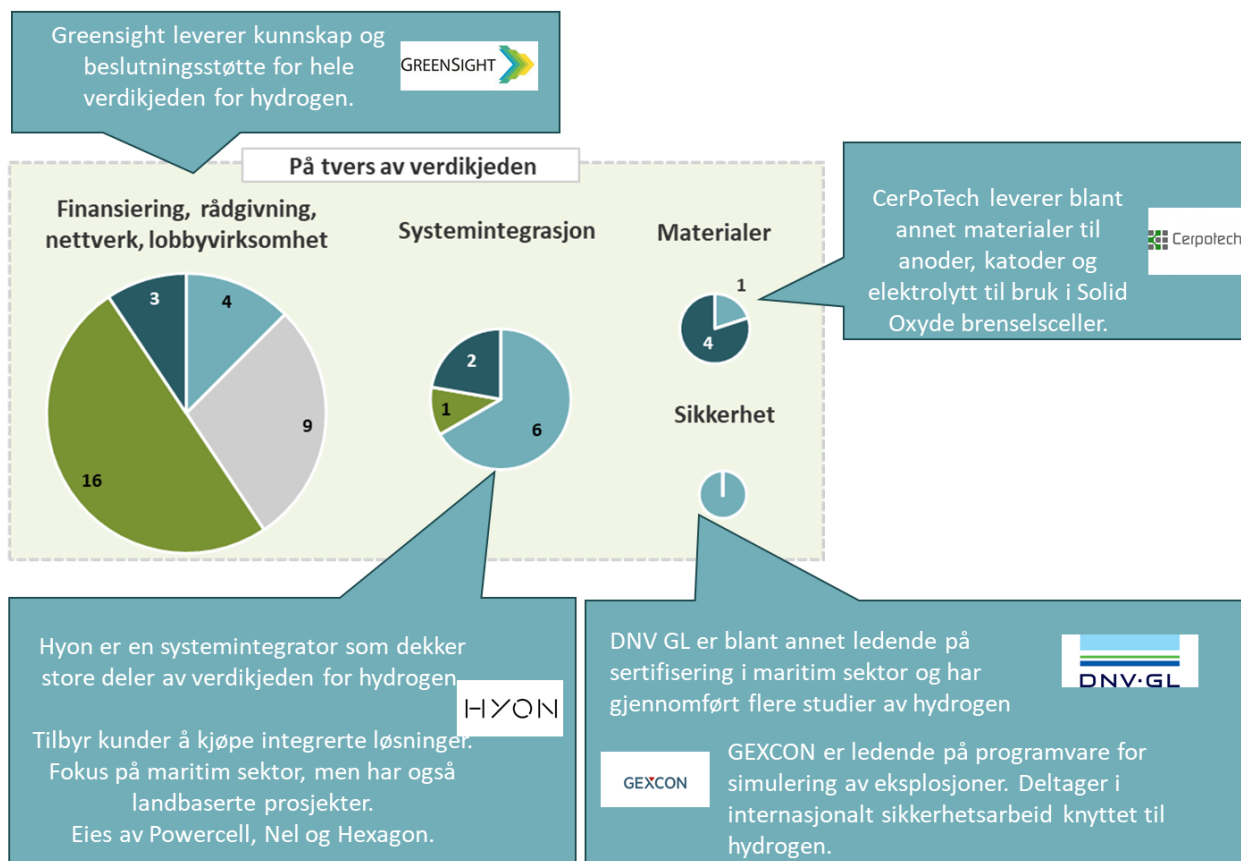
Figur 33. Noen eksempler for aktiviteter og initiativer innen norsk næringsliv rettet inne mot transport og bruk av hydrogen nedstrøms



Figur 34 gir noen gode eksempler på bedrifter som har aktiviteter som går på tvers av verdikjeden:

- Hyon er en systemintegrator som dekker store deler av verdikjeden for hydrogen. De tilbyr kundene å kjøpe integrerte løsninger. Selskapet, som eies av Powercell, Nel og Hexagon, har i dag fokus på maritim sektor, men har også landbaserte prosjekter.
- DNV GL er blant annet ledende på sertifisering i maritim sektor og har gjennomført flere studier av hydrogen.
- GEXCON er ledende på programvare for simulering av eksplosjoner knyttet til blant annet hydrogen. Selskapet deltar i internasjonalt sikkerhetsarbeid knyttet til hydrogen.
- CerPoTech leverer blant annet materialer til anoder, katoder og elektrolytt til bruk i solid oxyde brenselceller.
- Greensight leverer kunnskap og beslutningsstøtte for hele verdikjeden for hydrogen.

Figur 34. Noen eksempler for aktiviteter og initiativer innen norsk næringsliv som går på tvers av verdikjedene for hydrogen



4.5 Oppsummering

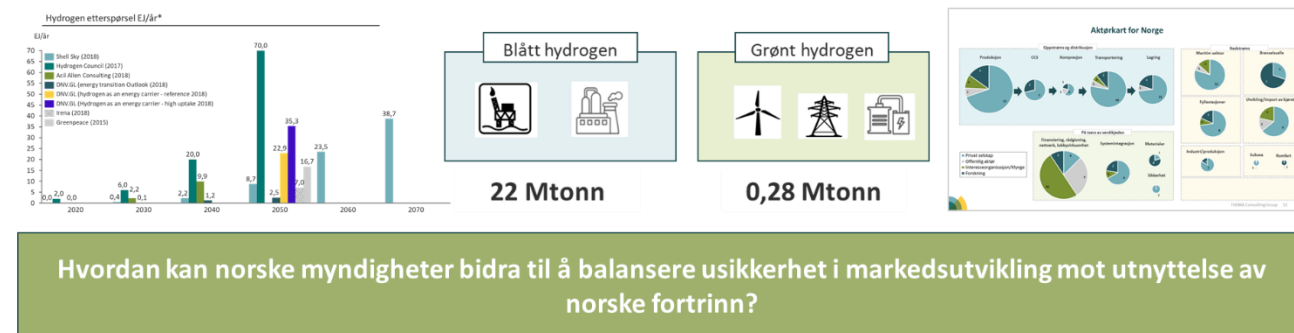
Norge har, som illustrert i Figur 35, ressurser og et næringsliv som er godt posisjonert i å delta i et voksende marked for hydrogen. Det er fortsatt betydelig usikkerhet med hensyn til hvor raskt hydrogenøkonomien vil utvikle seg og hvor konkurransedyktig hydrogen vil bli der det finnes alternativer, men Norge har bredde og kan finne markedsmuligheter både oppstrøms og nedstrøms.

Figur 35. Viktige elementer som en norsk hydrogenstrategi kan bygge på

Potensielt svært stor vekst i markedet for ren hydrogen de kommende tiårene...

...og Norge har store naturressurser som kan brukes til hydrogenproduksjon....

...og aktører og kompetanse langs hele verdikjeden



5 IMPLIKASJONER FOR NORSK ENERGI- OG KLIMAPOLITIKK

5.1 Innledning

I energimeldingen fra 2016, (Meld.St.25 (2015 – 2016)) omtaler Olje- og energidepartementet myndighetenes vurdering av hydrogen som en fremtidig energibærer. Her pekes det på at hydrogen kan komme til å spille en rolle som utslippsfri energibærer i fremtidens energisystem både i transport og stasjonær energiforsyning. OED peker her på at det er viktig at Norge også får erfaringer med bruk av hydrogen som et ledd i en langsiktig strategi. Det er allerede bygget en viss infrastruktur for hydrogen i Norge. Sammenlignet med mange andre land, vurderes Norge som en foregangsnasjon med bakgrunn i den innsatsen som har vært gjort i en tidlig fase.

I St. meld. 33 (2016-17) Nasjonal transportplan 2018 – 2029 skriver Samferdselsdepartementet at hydrogenkjøretøy kan ha et potensial i fremtiden, bl.a. der det er lange avstander eller tunge laster som gjør batterier mindre egnet. Det er viktig ifølge departementet at Norge også får ytterligere erfaringer med bruk av hydrogen som et ledd i en langsiktig strategi. Det er allerede bygget noe infrastruktur for hydrogenfylling i Norge. Regjeringen vil legge til rette for at Enova har et støttetilbud til hydrogenfyllestasjoner. Enova skal følge markedet for hydrogenkjøretøy tett, og bidra til å redusere barrierer for et velfungerende marked for hydrogen som drivstoff.

Vi har foranpekt på hvilken rolle hydrogen kan spille for å realisere lavutslippssamfunnet som Parisavtalen forutsetter og hvilke forutsetninger deler av norske næringsliv har som produsent, distributør og leverandør av produkter og utstyr til en voksende hydrogenøkonomi. Norske myndigheter er nå i ferd med å utforme en mer fokusert hydrogenstrategi. I denne sammenhengen er det viktig å se mulighetene, men også erkjenne at det er usikkert hvor raskt og hvor omfattende hydrogensektoren vil utvikle seg. Satsning på hydrogen gjennom en nasjonal hydrogenstrategi må derfor være smart og sees på som en del av en diversifisert portefølje av klimarettede virkemidler der en tør å satse under usikkerhet.

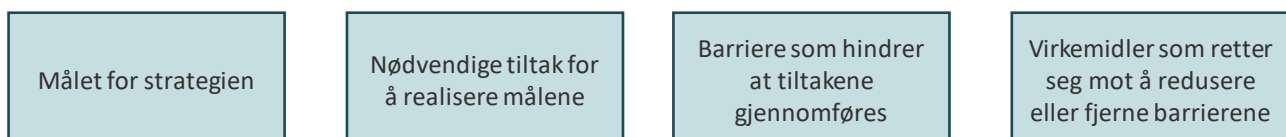
Det som på mange måter kjennetegner det norske hydrogenarbeidet er at trykket kommer nedenfra – i mindre grad fra sentrale myndigheter. Slik har det vært i en årrekke både for offentlige og private aktører samt akademia. I dag er det et stort antall hydrogeninitiativ over hele landet – det presses altså på for å komme i gang. Om sentrale myndigheter nå tar en tydelig og koordinerende rolle, kan vi få en rask aktivitetsøkning på hydrogenområdet.

Vi vil i dette kapittelet gi innspill til utformingen av en norsk hydrogenstrategi.

5.2 Mål, tiltak, barrierer og virkemidler

En nasjonal hydrogenstrategi bør forankres i en klar målformulering. Deretter må det klargjøres hva som må til av tiltak for at målet kan nås, hvilke eventuelle barrierer som hindrer at tiltakene blir gjennomført og hvilke virkemidler som mest effektivt bidrar at nødvendige tiltak bli realisert. Dette er illustrert i Figur 36.

Figur 36 Fire ledd i å utvikle en norsk hydrogenstrategi

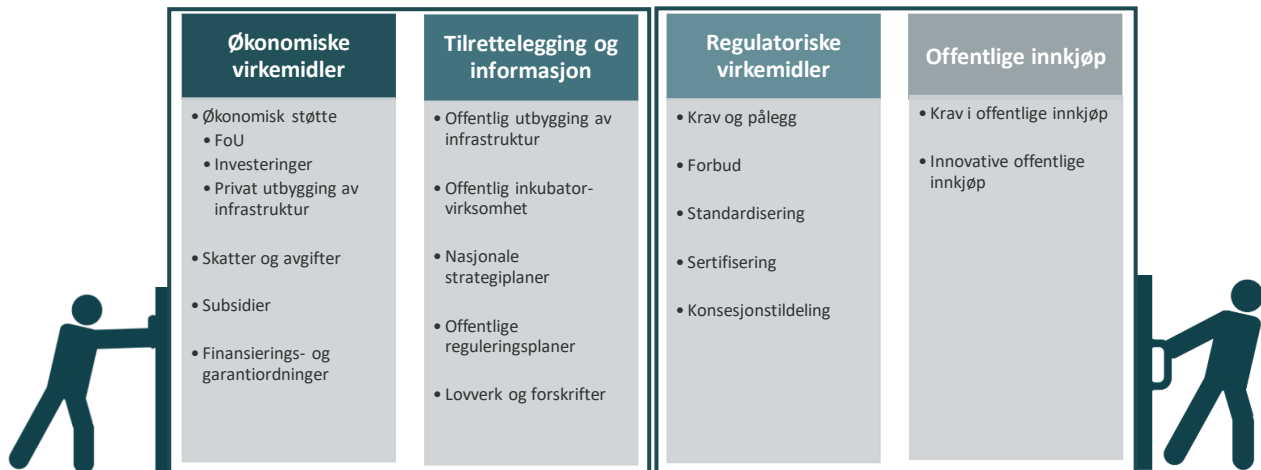


5.2.1 Verktøykassen

Verktøykassen er stor, en grov oversikt er vist i Figur 37. Noen virkemidler påvirker tilbudssiden, mens andre påvirker etterspørselssiden. Vi skiller mellom økonomiske virkemidler, dvs. virkemidler som direkte påvirker aktørenes incentiver gjennom for eksempel støtteordninger, skattelette, osv. Tilrettelegging og informasjon kan omfatte offentlig utbygging av infrastruktur, offentlige

reguleringsplaner og standardisering. Med regulatoriske virkemidler mener vi ulike offentlig pålegg og påbud m.v. Offentlige innkjøp, innovative som ordinære, er et virkemiddel som har vært brukt mer og mer den senere tiden, der offentlige innkjøpsaktører bruker sin kjøpermakt til å stimulere utvikling av miljøvennlige alternativer.

Figur 37. Den offentlige verktøykassen

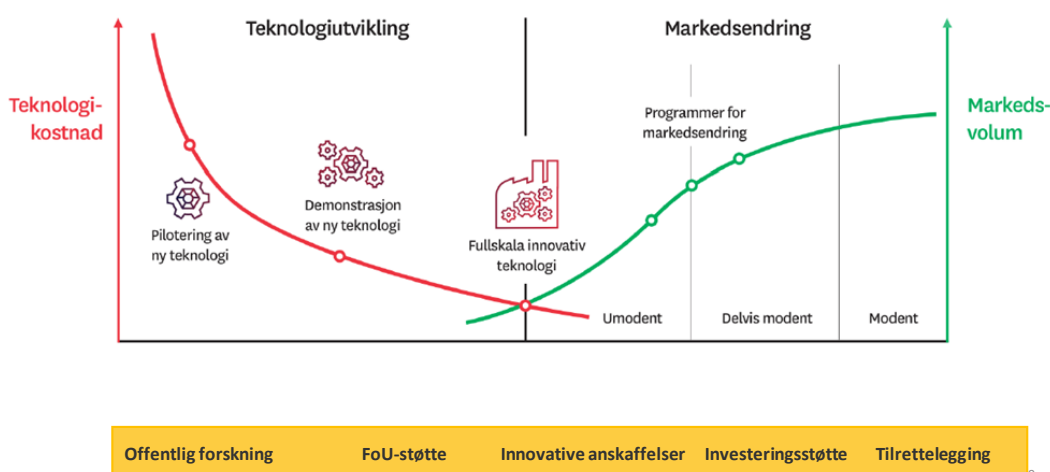


Kilde: Menon Economics (2016)

Som illustrert i Figur 38 bør virkemidler tilpasses teknologienes modenhetsgrad. I tidlig fase er støtte til teknologiutvikling, pilotering osv. de mest aktuelle virkemidlene. Etter hvert som teknologiene modnes og nærmer kommersialitet, er etterspørselsstimulerende mer aktuelle. Verdikjedene for hydrogen består av ledd med ulik grad av modenhet og forskjellig potensial for kostnadsreduksjoner gjennom innovasjon og teknologiutvikling. Det betyr blant annet at en må ta i bruk ulike virkemidler avhengig modenhetsgraden for de ulike delene.

Figur 38. Virkemidler og teknologiens modenhet

Virkemidler rettet mot teknologi og innovasjon bør tilpasses teknologienes modenhet

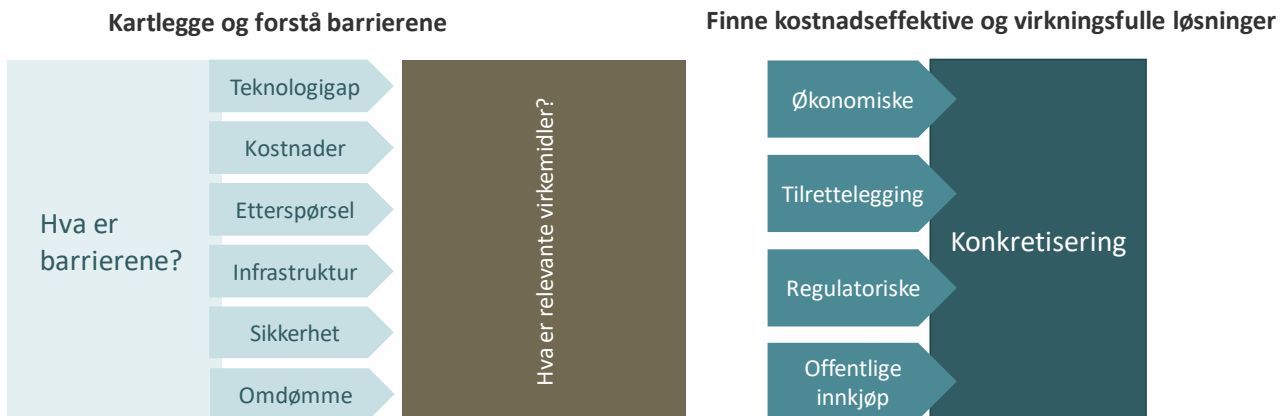


Kilde: Enova

5.3 Barrierene kan bygges ned ved det dynamiske samspillet mellom teknologi, markedskrefter og politikk.

Barrierer er forhold som gjør at tiltakene ikke uten videre blir gjennomført. Barrierene kan knyttes til en rekke forhold som indikert i Figur 39 nedenfor. Det kan være snakk om umoden teknologi på enkelte områder, for høye kostnader til at markedet velger hydrogenløsninger, det kan være fraværende etterspørsel som følge av at det mangler infrastruktur eller tilgang på transportmidler med hydrogendrift. Sikkerhet og omdømme, samt politiske føringer kan også i visse tilfeller sees på som en barriere. Virkemidlene må rettes inn mot å bygge ned aktuelle barrierer.

Figur 39. Mulige barrierer for å realisere hydrogen



Markedet for grønt eller blått hydrogen er svært begrenset av den enkle grunn at betalingsviljen i mange potensielle markedssegmenter ikke er stor nok sammenlignet med kostnadene. Manglende infrastruktur er også en grunn til liten etterspørsel, eller til dels motsatt, tilgang på infrastruktur er beskjedent på grunn av manglende etterspørsel. For å utvikle markedene for grønt og blått hydrogen må flere ting skje parallelt. Kostnadene må ned og etterspørselen stimuleres ved at det utvikles ny teknologi og at en kan skalere opp produksjonen gjennom hele verdikjeden.

Hydrogen sin fremtidige rolle påvirkes av et dynamisk samspill mellom markedskrefter, politikk og teknologi. Politikken og de politiske rammebetingelsene påvirker forventninger om fremtidige markedsforhold og vil ha betydning for beslutninger som kommersielle gjør i dag både med hensyn til investeringer i innovasjon og teknologiutvikling og utvikling av nye forretningsmodeller. Men også de kommersielle aktørenes agering kan ha betydning for de politiske prioriteringer som gjøres.

For å få ned barrierene på hydrogenområdet må markedsaktører og politiske myndigheter spille på lag og jobbe sammen om en felles visjon. Derfor er det viktig at det etableres robust og fremtidsrettet hydrogenstrategi.

Det er også viktig å erkjenne at det pågår en omfattende forskningsaktivitet og posisjonering internasjonalt. Store økonomier i Asia, herunder Kina og Japan satser meget sterkt. Det samme er tilfellet i USA. En norsk strategi må derfor både bygge på samarbeid og interaksjon med de aktivitetene som foregår internasjonalt samtidig med at det satses på nisjer der Norge har særlige forutsetninger for å lykkes.

5.4 Innspill til en norsk hydrogenstrategi

Våre innspill til en hydrogenstrategi bygger på diskusjoner mellom representanter for oppdragsgiverne og THEMAs prosjektgruppe og på den innsikten som de foregående analysene har gitt oss. Det er imidlertid viktig å understreke at anbefalingene som presenteres her fullt ut er THEMAs ansvar.

En norsk hydrogenstrategi bør reflektere en god balanse mellom å være realistisk og fremoverlent. Strategien skal være noe å strekke seg etter, men blir den for ambisiøs og urealistisk, mister strategien legitimitet. Den bør bygge på mål som gir retning og som innebærer klare prioriteringer. Prioriteringene bør bygge på Norges fortrinn både relatert til ressurser, kompetanse og aktørmønster.

Det er også viktig å understreke at norske myndigheter har og har hatt en rekke virkemidler, organisert gjennom Norges forskningsråd, Enova og Innovasjon Norge, for å fremme hydrogen. I noen grad vil våre innspill være kommentarer til dosering og innretning på eksisterende tiltak og virkemidler og forslag til nye.

5.4.1 Overordnet mål

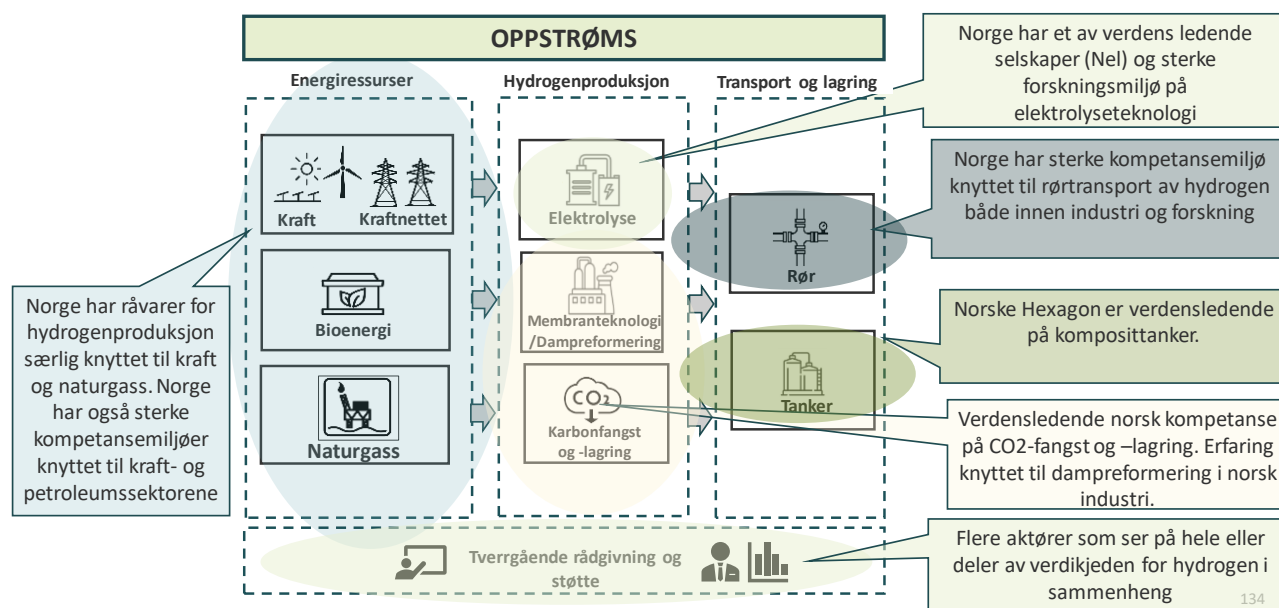
Med utgangspunkt i det arbeidet vi har gjort i denne studien kan et overordnet mål for en norsk hydrogenstrategi formuleres på følgende måte:

Norge bør posisjonere seg på prioriterte områder for utvikling av teknologi, forretningsmodeller og testing av løsninger for produksjon, transport, lagring, anvendelse og eksport av hydrogen.

Perspektivene knyttet til hydrogen er svært interessante og det er økende aktivitet internasjonalt innen forskning, utvikling og uttesting av nye teknologier og løsninger. Samtidig er det fortsatt usikkerhet med hensyn til hvor raskt og hvor omfattende hydrogen kommer til å penetrere markedene. At hydrogen vil bli en viktig energibærer i det fremtidige globale energisystemet, er det imidlertid liten tvil om. Norge bør satse på de områdene der vår innsats kan gjøre en forskjell og der norsk næringsliv har forutsetninger for å etablere internasjonal konkurransekraft. Samtidig bør vi være tidlig ute med å anvende løsninger som bygger på den internasjonale teknologiutviklingen. Som vi vil kommentere nedenfor, kan produksjon av hydrogen basert på norsk naturgass, enten i Norge eller i mottakerland, ha stor betydning for norsk verdiskaping i et langsiktig perspektiv. Forslag til hvordan en slik målsetting kan følges opp i form av tiltak og virkemidler presenteres nedenfor.

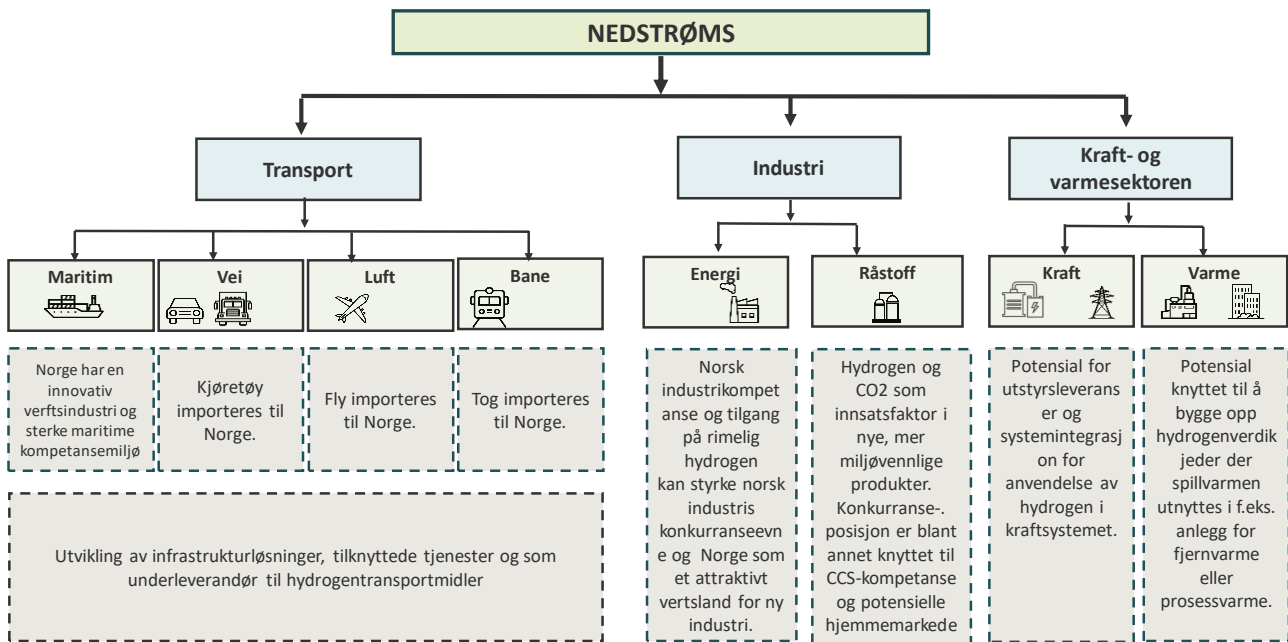
Som illustrert i Figur 40 har Norge et svært godt utgangspunkt for å lykkes med å utvikle nye næringer knyttet til produksjon, transport og lagring av hydrogen, både basert på naturgass og elektrisk kraft.

Figur 40: Norge har gode energiresurser og sterke kompetansemiljøer oppstrøms i verdikjedene for hydrogen...



I Figur 41 gis en oversikt over sentrale bruksområder for hydrogen nedstrøms. Det er særlig innen industrien og maritim sektor i Norge har et stort potensial for å bli en eksportør av teknologi og produkter.

Figur 41. Det er også gode muligheter for næringsutvikling i Norge nedstrøms i verdikjedene for hydrogen



5.4.2 Tiltak og virkemidler for en fremtidsrettet hydrogenstrategi

Vi redegjør her for tiltakene vi mener er viktigst å gjennomføre for å oppnå det overordnede målet. Vi deler tiltakene i tre kategorier: det norske markedet for produksjon og bruk av hydrogen, eksport av hydrogen, og eksport av hydrogenteknologi.

Det norske markedet for produksjon og bruk av hydrogen

Vi vil foreslå følgende:

- 1. Norge bør innen 2025 få etablert minst 3 fullskala verdikjeder for produksjon og anvendelse av hydrogen med kort vei til kommersialitet.**

Det arbeides med planer mange steder i landet med å etablere verdikjeder for produksjon og anvendelse av hydrogen. Noen er knyttet til småkraftutbygging, mens andre kan være knyttet til vindkraftutbygging. Det er flere verdidrivere for at hydrogenproduksjon i Norge allerede i dag kan gi betydelig samfunnsnytte. Prosjektene kan frigjøre ressurser fordi man unngår svært dyre infrastrukturinvesteringer. Kommersialiteten ved produksjon av grønt hydrogen kan styrkes ved utnyttelse av oksygen som biprodukt. Hydrogenproduksjon kan også kobles opp mot fjernvarmeanlegg og på den måten utnytte varmen fra elektrolyseprosessen. Markedet for hydrogenproduksjon kan omfatte leveranser til hydrogenfartøy, og fyllestasjoner for veitransport etter hvert som infrastrukturen bygges ut. Det er også et potensielt marked for hydrogen i oppdrettsnæringen som også er kjøper av oksygen. Det er markedsmuligheter innen energiforsyning til basestasjoner og ikke minst i den kraftintensive industrien.

Aktuelle virkemidler:

- Innovasjon Norge, Enova og Norges Forskningsråd har gjennom Pilot E ordningen helt nylig invitert norsk industri til å søke midler for støtte til å etablere verdikjeder for

hydrogen. Dette tiltaket har allerede blitt prioritert gjennom det eksisterende virkemiddelapparatet i Norge.

- Norge bør etablere flere piloter, demonstrasjonsanlegg og testarenaer for ulike anvendelsesområder for hydrogen. En testarena for bruk av hydrogen til ferge drift og hurtigbåter er allerede i ferd med å bli etablert. Men det finnes andre områder der Norge kan legge til rette for uttesting av nye løsninger. For eksempel kan det norske kortbanenettet tilrettelegges for uttesting av fly med alternative drivstoff, herunder hydrogen.

2. Hydrogen som drivstoff bør innen 2025 gjøres tilgjengelig og tas i bruk transportsektoren i Norge på områder der hydrogen forventes å bli konkurransedyktig med andre drivstoffalternativer

Hydrogen har egenskaper som gjøre det velegnet som drivstoff i transportsektoren der batteridrift ikke er aktuelle eller mindre velegnet. Det dreier seg om sjøtransport, tyngre kjøretøy, tog og på lengre sikt fly over lengre distanser.

Mulighetene til å utvikle markedet for hydrogendrift i transportsektoren er uløselig knyttet til utviklingen av en infrastruktur som kan betjene transportmidler som går på hydrogen. Et grunnleggende spørsmål er om utbyggingen bør skje i forkant eller etterkant av tilgjengelighet av aktuelle transportmidler. Hvis det skjer i forkant og med stor usikkerhet om det fremtidige behovet, er det en risiko for at det overinvesteres i infrastruktur i forhold til behovet, mens skjer det i etterkant kan det påvirke norske aktørers muligheter til å bygge opp erfaring og konkurranseevne i en tidlig fase. I flere land, blant annet i Tyskland og Kina, bygges det ut fyllestasjoner i en tidlig fase som et ledd i å fremme bruken av hydrogendrift for tyngre kjøretøy. Det gjør at infrastrukturen er tilgjengelig for en tidlig introduksjon av hydrogendrift. Man tar altså en viss risiko, men denne veies opp mot den potensielle betydningen hydrogen kan få i å nå klimamålene og de næringsutviklingsperspektivene som følger med. En utbygging av infrastruktur bør skje skrittvis, og en må tenke i soner og kritisk masse slik at infrastrukturen kan bli et reelt alternativene i de regionene som bygges ut i en tidlig fase.

Å utbygge et landsdekkende basisnettverk av fyllestasjoner som kan betjene både tungtransport og personbiler som går på hydrogen er anslått av selskapet NEL til å koste om lag 2 milliarder kroner²⁴.

Aktuelle virkemidler:

- Utbygging av infrastruktur for hydrogen i en tidlig fase er avhengig av offentlig støtte, og Enova gir støtte til etablering av fyllestasjoner gjennom hydrogeninfrastrukturprogrammet. Det betyr at et aktuelt virkemiddel er på plass, men tempoet i utbyggingen har til nå vært beskjedent. En mulig forklaring kan nettopp være at Norge mangler en omforent plan om hvordan infrastrukturen skal bygges ut og finansieres. Det er naturlig med en trinnvis utvikling av infrastrukturen slik at en vinner erfaring og kan ta høyde for usikkerheten for om og når markedet for hydrogendrift tar av. Som et ledd i den trinnvis utbygging av infrastrukturen bør det lages en fremdriftsplan der en klargjør lokalisering og ønsket fremdrift av infrastrukturutbyggingen.
- Organiseringen av infrastrukturutbyggingen er også et spørsmål som bør avklares i forbindelse med hydrogenstrategien. En opptrapping av ambisjonsnivået kan gjøre det aktuelt at det etableres en egen enhet, gjerne organisert som et selskap, som får som ansvar å planlegge og eventuelt bygge ut infrastrukturen i en tidlig fase. Det er viktig å finne en hensiktsmessig ansvarsfordeling mellom statlige og private aktører. Det er også viktig å vurdere hvilken rolle lokale og regionale myndigheter bør spille i planleggingen i utbygging av hydrogeninfrastruktur.

²⁴ <https://e24.no/makro-og-politikk/bil/hydrogenselskapet-nel-et-nasjonalt-basisnett-for-hydrogen-kan-koste-kun-to-milliarder-kroner/24598636>

- Et CO₂-fond for næringslivets transporter er et virkemiddel som gir næringslivet incentiver til å velge kjøretøy med alternativt drivstoff, herunder hydrogen. Dette er et virkemiddel som passer godt i en fase der infrastruktur for hydrogen gradvis bygges ut. Det har vært dialog mellom næringslivet og NHO om å etablere et slikt CO₂-fond, men ordningen er foreløpig lagt på is. I forbindelse med å utforme en hydrogenstrategi anbefaler vi at arbeidet med å forhandle fram en løsning for et CO₂-fond gjenopptas.
- Norske myndigheter bør vurdere å forlenge avgiftslette for hydrogenrevne personbiler inntil teknologien har nådd samme modenhetsgrad som elbiler. Det vil bidra til en raskere markedsutvikling av hydrogenbilene og gjøre det mer attraktivt å bygge ut infrastruktur for hydrogenbiler. Det kan innvendes at en forlengelse ikke er i tråd med en nøytral behandling av elbiler og hydrogenbiler. På den annen side vil en forlengelse bidra til at elbiler og hydrogenbiler får en likeverdig støtte i forhold til teknologiens modenhet.

3. En betydelig andel av industriens hydrogenforbruk bør bli konvertert til grønt eller blått hydrogen innen 2030.

Norsk industri er i dag den største forbrukeren av hydrogen og representerer dermed en potensiell mottaker av grønt eller blått hydrogen. Det bør derfor skapes en etterspørsel etter grønt eller blått hydrogen i norsk industri. En stor del av norsk industri er eksponert for sterk internasjonal konkurranse og har dermed begrensede muligheter for overvelte økte kostnader i prisene. Det vil stille krav til at hydrogen kan selges til industrien til akseptable prisbetingelser.

Aktuelle virkemidler:

- Et mulig virkemiddel er at myndighetene inngår frivillige avtaler med industrien der aktuelle industribedrifter forplikter seg til å erstatte grått med grønt eller blått hydrogen mot å oppnå fordeler på andre områder. Næringsorganisasjoner kan også være en naturlig motpart i slike avtaler.
- Grønn merking av produkter er et virkemiddel som kan bidra til høyere betalingsvilje og dermed mulig for produsentene å få betalt hele eller deler av ekstrakostnadene for å bruke klimavennlige alternativer i produksjonsprosessene. For internasjonalt konkurranseutsatte produkter er et slikt tiltak avhengig av at grønn merking blir implementert også utenfor Norge.

Et mulig virkemiddel er kvoteregulering av bruken av grå hydrogen. En slik ordning vil innebære at industrielle brukere gis kvoter for hvor mye grå hydrogen som kan anvendes. Hvis bruken av grå hydrogen overstiger tildelte kvoter vil industrien ilegges et straffegebyr. Antall kvoter som industrien tildeles gratis gradvis reduseres over tid etter hvert som blått eller grønt hydrogen gjøres tilgjengelig til overkommelige priser i markedet. For industri som er eksponert for internasjonal konkurranse kan en ensidig norsk kvoteregulering i verste fall gjøre at industrien flytter og det oppstår karbonlekkasje. Vi antar at det foreløpig er uaktuelt å introdusere et slikt virkemiddel.

Tiltak rettet mot å fremme hydrogeneksport basert på norske ressurser

4. Norge bør posisjonere seg for å levere hydrogen på det internasjonale markedet basert på norske ressurser.

Norge har tilgang på fornybar kraft og naturgass som kan anvendes til produksjon av henholdsvis grønt og blått hydrogen. Norsk gassproduksjon går hovedsakelig til eksport og kan på grunn av et høyt energiinnhold i prinsippet dekke en betydelig del av et fremtidig europeisk marked for blått hydrogen. Siden blått hydrogen har behov for infrastruktur for transport og lagring av CO₂ er det en fordel om norske bedrifter kan utvikle og tilby transport og lagringsløsninger. Eksportpotensialet for grønt hydrogen produsert i Norge er noe mer begrenset på grunn av et lavere ressursgrunnlag, men har den fordel at produksjonsprosessen er helt utslippsfri dersom den baseres på nye fornybare

kraftprosjekter. Norsk vindkraftressurser er blant de aller mest lønnsomme i Europa noe som også bidrar til å styrke konkurranseposisjonen for norskprodusert grønt hydrogen i kombinasjon med utbygging av vindkraft.

Det er også viktig at Norge som en stor energinasjon avklarer hvordan norske energiresurser bør anvendes og eksporteres. Norske energiresurser bør disponeres slik at det samfunnsøkonomiske overskuddet blir høyest mulig. Langt på vei vil markedet gi signaler om hva som er den mest lønnsomme anvendelsen, men norske myndigheter kan påvirke valgene som gjøres både gjennom sin rolle som eier av infrastruktur, regulator og konsesjonsmyndighet.

En mulig langsiktig utfordring for norske gassressurser er at markedet gradvis eroderer på grunn av overgang til fornybare alternativer. Produksjon av blått hydrogen basert på norsk gass i kombinasjon med CCS kan bli en måte å utnytte norske gassressurser på innenfor rammen av en europeisk lavkarbonøkonomi. For norsk verdiskaping i et langsiktig perspektiv kan det vise seg å bli et svært viktig spørsmål.

Når det gjelder fremtidige muligheter for å produsere blå hydrogen, må en avklare om det er best å transportere gass gjennom gasstransportanlegget på norsk sokkel eller om hydrogenet bør produseres i Norge og transporteres til markedet, enten gjennom en re-klassifiserte rørledninger på norsk sokkel eller på skip. Dette er ikke bare et kostnadsspørsmål, men også et spørsmål om hvilke premisser aktuelle mottakere av hydrogen produsert på norsk gass stiller.

Aktuelle virkemidler:

- Blå hydrogen forutsetter at CO₂-gassen lagres gjennom en verdikjede for CCS. Å få etablert en transport- og lagringsløsning for CO₂ på norsk sokkel som kan ta imot CO₂ fra blått hydrogen produsert på norsk gass, vil være et sentralt virkemiddel i arbeidet med å posisjonere norsk gass som et aktuelt råstoff for fremtidige hydrogenleveranser. Å få etablert et verdikjedeprojekt for CCS basert på Northern Lights kan være en konkret mulighet.
- Det er viktig at arbeidet med å klargjøre de tekniske og økonomiske forutsetningene for at deler av gasstransportsystemet på norsk sokkel kan reklassifiseres for hydrogen videreføres.
- Norske aktører, inklusiv relevante norske myndighetsorganer, bør engasjere seg i relevante internasjonale fora for å sikre at blått og grønt hydrogen sidestilles i aktuelle markeder.

Tiltak og virkemidler rettet mot eksport av hydrogenteknologi

5. Norge bør være et foregangsland for utvikling og kommersialisering av hydrogenrettede teknologiløsninger på områder der norsk kompetanse og erfaring står stekt, herunder bruk av hydrogen som innsatsfaktor i produksjon av syntetiske produkter.

Norge har et sterkt kompetansemiljø innen utvikling av teknologi og løsninger rettet mot ulike deler av hydrogenområdet. Vi har identifisert rundt regnet 100 private og offentlige aktører som har hydrogenaktiviteter som en del av prosjektporteføljen. Vi er særlig sterke på det maritime området der hydrogendrevne ferger og hurtigbåter er under utvikling, men også innen elektrolysører, fyllestasjoner og lagertanker for hydrogentransport. Det er likevel grunn til å spørre om vi er gode nok i å kommersialisere de teknologiene det arbeides med.

Vi har foran drøftet aktuelle virkemidler for å fremme et nasjonalt marked for hydrogen i Norge. Vi har erfaring blant annet fra offshoreindustrien som viser hvilken betydning et aktivt hjemmemarked har for å utvikle internasjonal konkurransekraft. Virkemidler for å stimulere hjemmemarkedet vil derfor ha betydning for fremtidige eksportmuligheter. I tillegg kan følgende virkemidler være aktuelle:

Aktuelle virkemidler

- Innovative offentlige innkjøp er et tiltak som har vært brukt de siste årene blant offentlige innkjøpere for å stimulere innovasjon og teknologiutvikling. Innovative offentlige anskaffelser (IOA) er et nytt politikkområde som kombinerer de to politikkområdene offentlige anskaffelser og innovasjon. IOA innebærer at offentlige innkjøpere i stedet for å bestille ferdige utviklede produkter heller stiller funksjonskrav som betinger at leverandøren som en del av bestillingen må iverksette innovative prosesser og utvikle nye eller modifiserte produkter og tjenester. Dette virkemiddelet har vært benyttet med betydelig suksess, særlig innen utvikling ferger med alternative drivstoff.
- Ordinære offentlige anskaffelser er et virkemiddel som når bredere enn innovative offentlige anskaffelser. Det dreier seg om å anvende offentlig kjøpermakt i forbindelse med offentlige anskaffelser. Det er i så måte et virkemiddel som egner seg for å stimulere oppbygging av et marked på områder der teknologien er tilgjengelig og befinner seg i tidlige kommersialiseringsfaser.
- Kompetanseutviklingen og innovasjonsevnen på dette området kan også stimuleres ved at det etableres dedikerte forskningsprogram for hydrogenteknologi og at hydrogenteknologi tas inn som et fagområde på ett eller flere universiteter.
- Ved å trappe ytterligere opp vektleggingen på hydrogenteknologi kan det være en ide å tilrettelegge for at internasjonale bedrifter etablerer FOU-aktivitet i Norge. Det kan dreie seg om å gi incentiver til samlokalisering av teknologibedrifter ved å investere i relevant infrastruktur for testing og pilotering av teknologier.

6 AVLUTTENDE KOMMENTARER

Som en avrunding av denne utredningen kan det være grunn til å kommentere noen av de viktigste innvendingene en møter når hydrogen bringes på bane.

En svært vanlig innvending er at fremstilling, transport og bruk av hydrogen gir store energitap. Ja, det kan være riktig. Den sentrale begrensningen relatert til klimaproblemet er imidlertid klimagassutslipp, ikke energitilgang. Hvis hydrogen er en sentral bidragsyter til å nå klimamålene, er ikke et høyt energiforbruk nødvendigvis et problem dersom energibruken bygger på fornybare energikilder. Dessuten kan energitapene reduseres gjennom teknologiutvikling og forretningsmodeller som utnytter blant annet varmen, som er et biprodukt. Varmen kan også absorpsjonskjøling. Et annet poeng i denne sammenheng er at bruk av hydrogen i energisektoren kan redusere behovet for å bygge ut produksjonskapasitet siden hydrogen kan lagre overskuddsproduksjon i perioder med høy fornybar produksjon.

En annen innvending er at kostnadene i dag fremstår som høyere enn alternativene. Ja, kostnadene er høyere enn alternativene i mange anvendelser. Men av og til sammenligner en bruk av grønt eller blått hydrogen med bruk av fossile alternativer med høye utslipp uten å ta hensyn til at utslippskostnadene ikke fullt ut er internalisert i markedsprisene. Dessuten er kostnadene på vei ned, både på grunn av teknologiutvikling og positive skalaeffekter etter hvert som markedet utvikles. Sist og ikke minst kan en ikke oppnå karbonnøytralitet bare ved elektrifisering og batterilagring. Etter at en eventuelt har elektrifisert det som kan elektrifiseres i Norge står det, i henhold til Statnett, fortsatt igjen en rest på om lag 30 prosent av de norske utslippene i 2017 som hydrogen har potensial for å ta seg av. I tillegg kan det vise seg at hydrogen øker sin konkurransekraft i forhold til alternative teknologier noe som kan gjøre hydrogen enda mer sentral for å nå de norske klimamålene.

Samtidig skal en ikke stikke under en stol at det er usikkerhet om hvilke teknologier som vil være vinnende på lang sikt og at det er behov for mer kunnskap for å kunne vurdere de ulike teknologialternativene for fremtiden. Det kan komme teknologier som både vil kunne fremme og hemme markedsutviklingen for hydrogen. En stadig forbedring av batteriteknologien kan redusere markedsmulighetene, mens teknologi som fanger CO₂ fra atmosfæren kan øke etterspørselen etter rent hydrogen for fremstilling av E-fuel og andre syntetiske produkter med hydrogen som råstoff.

Denne utredningen har hatt et bredt fokus og det har gitt begrensninger med hensyn på hvor dypt ned i detaljer vi har kunnet gå.

Temaer for videre analyser omfatter blant annet;

- Betydning av transport og lagringskostnader for lokalisering og omfang av hydrogenproduksjon. En mer detaljert modellanalyse vil kunne gi mer innsikt hvordan lager og transportkostnader påvirker hydrogenets rolle i det europeiske kraftsystemet.
- Komparativ analyse av batteridrift vs hydrogendrift fra et kraftsystemperspektiv. Det kommer stadig ut vurderinger og utsagn der batteridrift og hydrogendrift sammenlignes. Effektutfordringen knyttet til lading av batteridrevne biler har vært blant de temaene som har kommet opp i mediabildet. Det kan være behov for en mer dyptpløyende analyse av fremtidige nettkostnader under ulike scenarioer form sammensetningen av batteridrevne og hydrogendrevne kjøretøy.

REFERANSER

- Abschlussbericht NOW-GmbH (2018), https://www.now-gmbh.de/content/service/3-publikationen/1-nip-wasserstoff-und-brennstoffzellentechnologie/indwede-studie_v04.1.pdf
- Applied Energy 232 (2018), Potential for hydrogen and Power-to-Liquid in a low-carbon EU energy system using cost optimization, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918315368>
- Bonhoff (2018), http://ieahydrogen.org/pdfs/WHEC-2018_Bonhoff_20180621.aspx
- BP (2018), Statistical review of world energy, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>
- CE Delft (2018), Feasibility study into blue hydrogen, <https://www.cedelft.eu/en/publications/download/2585>
- COGEN (2018), Cogeneration as Part of a Sustainable Energy Future, <http://kojenturk.org/uploads/dokumanlar/Key%20Note%20Speaker%20Hans%20Korteweg-Cogeneration%20as%20Part%20of%20a%20Sustainable%20Energy%20Future.pdf>
- CRNA (2017), Norske mobilnett i 2017, <https://www.simula.no/sites/default/files/crna-2017.pdf>
- Daryl Brown (2016) – Hydrogen supply and demand. Past, Present, Future, https://www.researchgate.net/publication/301959632_Hydrogen_Supply_and_Demand_Past_Present_and_Future
- DENA (2018), <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-leitstudie-integrierte-energiewende/>
- Department for Business, Energy and Industrial Strategy (2018): Clean Growth – Transforming Heating. Overview of Current Evidence, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/766109/decarbonising-heating.pdf
- Department for Business, Energy and Industrial Strategy (2018): Hydrogen supply programme, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/738344/Hydrogen_Supply_Competition_-_ITT_and_Guidance_Notes.pdf
- Department for Business, Energy and Industrial Strategy (2018): Industrial fuel switching competition: phase 2, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/760141/Industrial_Fuel_Switching_Competition_Phase_2_-_ITT_and_Guidance_Notes.pdf
- DNK (2012), Reservestrømberedskap i nødnett, https://www.nodnett.no/globalassets/dokumenter/rapporter/2012_12_20-rapport---reservestromberedskap-i-nodnett.pdf
- DNV GL (2018), Fullelektrisk fiskeoppdrett, https://www.energinorge.no/contentassets/ef7f99cb7a954aa99393156203f764ad/fullelektrisk-fiskeoppdrett_endeligversion.pdf
- DNV GL (2018), Hydrogen as an energy carrier, <https://www.dnvgl.com/oilgas/download/hydrogen-as-an-energy-carrier.html>
- DSB (2017), Nødnettet i bruk, <https://www.nodnett.no/globalassets/nodnett-i-bruk.pdf>
- E4tech (2018), The fuel cell industry review, <https://www.californiahydrogen.org/wp-content/uploads/2019/01/TheFuelCellIndustryReview2018.pdf>
- Energate (2019), <https://www.energate-messenger.de/news/187479/bund-arbeitet-an-wasserstoff-strategie>

EU Commission, A Clean Planet for all A European long-term strategic vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy

FCH JU (2015), Commercialisation of energy storage in Europe, https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/CommercializationofEnergyStorageFinal_3.pdf

Federal Ministry Republic of Austria (2018), The Hydrogen initiative, [https://www.eu2018.at/dam/jcr:9b0c0051-2894-4bc6-86ba-ea959dc82c0d/The%20Hydrogen%20Initiative%20\(not%20available%20in%20an%20accessible%20format\)%20\(EN\).pdf](https://www.eu2018.at/dam/jcr:9b0c0051-2894-4bc6-86ba-ea959dc82c0d/The%20Hydrogen%20Initiative%20(not%20available%20in%20an%20accessible%20format)%20(EN).pdf)

Federico Zenith (2018), Presentasjon på Island: Large-scale hydrogen production from wind power in Arctic conditions, <https://www.altenergy.info/wp-content/uploads/2018/10/11-Federico-Zenith-Haeolus-Project.pdf>

Global hydrogen generation market size report 2018-2026 (2018), <https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/hydrogen-generation-market>

Hydrogen Council (2017), Scaling up, <http://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/11/Hydrogen-scaling-up-Hydrogen-Council.pdf>

Hydrogen generation - global market outlook 2017-2026 (2018), <https://www.researchandmarkets.com/reports/4704063/hydrogen-generation-global-market-outlook-2017>

Hydrogen generation market - Global forecast 2023, https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/hydrogen-generation-market-494.html?gclid=CjwKCAjwwZrmBRA7EiwA4iMzBLcA9l70UcKKbk118Jdunjg_rAnpGhBTZJerLkxQY4e3weitQPhaeRoCsLsQAvD_BwE

HyLaw (2019), <https://www.hylaw.eu>

IEA (2015), Technology roadmap hydrogen and fuel cells, <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf>

IEA Hydrogen (2017), Global trends and outlook for hydrogen, http://ieahydrogen.org/pdfs/Global-Outlook-and-Trends-for-Hydrogen_Dec2017_WEB.aspx

IRENA (2018), Hydrogen from renewable power, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Sep/IRENA_Hydrogen_from_renewable_power_2018.pdf

klimaatakkord (2018), Ontwerp van het klimaatakkord, <file:///C:/Users/jp37/Downloads/Ontwerp+van+het+Klimaatakkord+compleet+web.pdf>

Kommission-WSB (2019)

McKinsey & Company (2017), Hydrogen: The next wave for electric vehicles?, <https://www.mckinsey.com/industries/automotive-and-assembly/our-insights/hydrogen-the-next-wave-for-electric-vehicles>

Menon Economics (2016): Utredning om insentiver/ordninger for risikoavlastning for innovative offentlige anskaffelser. Tilgjengelig på: <https://www.regjeringen.no/contentassets/7a8fb1ce151746db948347859fd1d1e6/rapport---utredning-om-insentiverordninger-for-risikoavlastning-for-innovative-offentlige-anskaffelser-22-feb-2016.pdf>

www.enova.no, Utlysningen for Pilot-E er publisert, <https://www.enova.no/pilot-e/utlysningen-fra-pilot-e-er-publisert/>

www.equinor.com, Hydrogen, <https://www.equinor.com/en/how-and-why/climate-change/hydrogen.html>

www.fleetnews.co.uk, Hyundai to boost hydrogen fuel cell production to 700,000 units, <https://www.fleetnews.co.uk/news/manufacture-news/2018/12/11/hyundai-to-boost-hydrogen-fuel-cell-production-to-700-000-units>

www.fuelcelltoday.com

www.fuelworks.com, Felleskjøpet orders 50 hydrogen Nikola Tre trucks, <https://fuelcellworks.com/news/felleskjopet-orders-50-nikola-hydrogen-tre-trucks/>

www.h2symposium.no, Tizir – Fra kull til hydrogen, <http://www.h2symposium.no/wp-content/uploads/2018/02/Presentation-TTI-H2-Symposium-06022018.pdf>

www.Hexagon.com

[www.hitra-frøya.no](http://www.hitra-froya.no) (2015), Har bygd høyspentanlegg ut til oppdrett, <https://www.hitra-froya.no/pluss/nyheter/2015/12/21/Har-bygd-h%C3%B8y-spentanlegg-ut-til-oppdrett-11950713.ece>

www.hy4heat.info, About us, <https://www.hy4heat.info/about-us/>

www.hydrogen.no, Europapremiere: Heftige Nikola Tre kommer til Norge i 2020, <https://www.hydrogen.no/hva-skjer/aktuelt/europapremiere-heftige-nikola-tre-kommer-til-norge-i-2020>

www.industrienergi.no, Det grønne skiftet tar form i Tyssedal, <https://www.industrienergi.no/nyhet/det-gronne-skiftet-tar-form-i-tyssedal/>

www.kyst.no (2018), Kutter kostnadene med 50%, <https://www.kyst.no/article/kutter-kostnadene-med-50/>

[www.nødnett.no](http://www.nodnett.no) (2017), Fakta om nødnett, <https://www.nodnett.no/Nodnett/om-nodnett1/Fakta-om-Nodnett/>

www.springer.com, Fuel Cells Operating and Structural Features of MCFCs and SOFCs, https://link.springer.com/chapter/10.1007/978-3-319-03215-3_2

www.thedrive.com, Toyota Says Hydrogen Fuel Cell Cars Will Be Cheap As Hybrids by 2025, <https://www.thedrive.com/tech/15516/toyota-says-hydrogen-fuel-cell-cars-will-be-cheap-as-hybrids-by-2025>

www.toyota.no, New Mirai, <https://www.toyota.no/new-cars/mirai-new/index.json>

www.tu.no, Norled bygger verdens første hydrogenferge, <https://www.tu.no/artikler/norled-bygger-verdens-forste-hydrogen-ferge/452526>

Kontakt THEMA

Besøksadresse: Nedre Vollgate 9, 0158 Oslo. Postadresse: Øvre Vollgate 6, 0158 Oslo
www.thema.no

Følg oss:

