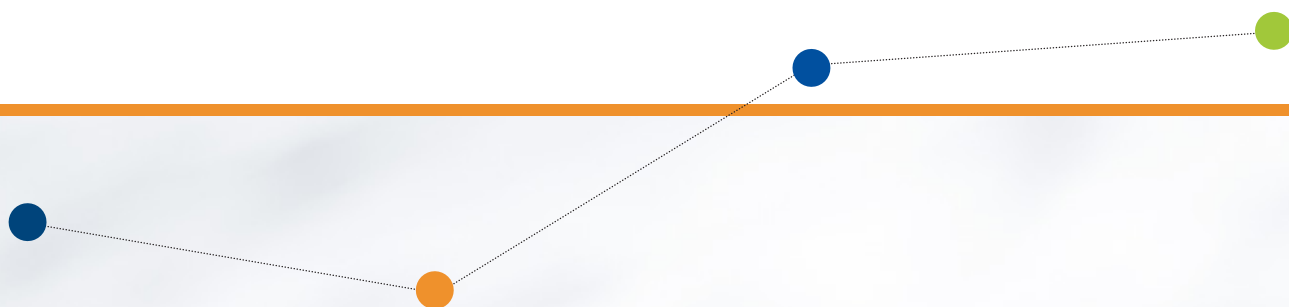


Hydrogen i fremtidens lavkarbonsamfunn



HVA ER HYDROGEN?

Hydrogen (H) har atomnummer 1 i det periodiske systemet og er det letteste grunnstoffet av alle. Ved standard temperatur og trykk opptrer hydrogen som en gass bestående av to atomer (H_2). Hydrogen er det elementet det er mest av i universet og antas å utgjøre hele 75 prosent av universets totale masse.

På jorden opptrer vanligvis hydrogen i kombinasjon med oksygen og danner vann.

Bruken av hydrogen er i dag først og fremst knyttet til industrielle prosesser som oljeraffinering og kunstgjødselproduksjon, men får stadig større oppmerksomhet som energibærer både innen transport og fornybar energiproduksjon.



HVORDAN FREMSTILLES DET?

Hydrogen fremstilles i dag hovedsakelig ved reformering av hydrokarboner (for eksempel metan; CH_4) men kan også fremstilles ved elektrolyse. Ved bruk av hydrogen som energibærer med mål å redusere CO_2 -utslipp vil de mest nærliggende fremstillingsmetodene være:

- Fremstilling ved elektrolyse der vann spaltes til hydrogen og oksygen. Vannelektrolyse er en velkjent teknologi som har vært benyttet i Norge i lang tid, med oppstart av Norsk Hydro i 1921.
- Reformering av naturgass med karbonfangst og lagring. Teknologielementene og løsningene er velkjent fra olje- og gass industrien.



Innhold

- 1 Sammendrag 5
- 2 Produksjon, lagring og distribusjon av hydrogen 14
- 3 Hydrogen i transportsektoren 20
- 4 Hydrogen i industrien 27
- 5 Hydrogen og oppvarming av bygg 33
- 6 Hydrogen og kraftsektoren 37

Hydrogen kan bidra til at Norge når sine klimamål og være en nøkkelfaktor i Norges ambisjon om å skape grønn industrivekst og i omstillingen av norsk prosessindustri.





1 Sammendrag

Hydrogen som energibærer kan bidra til reduserte CO₂-utslipp innenfor en rekke sektorer. Det viser denne rapporten som er basert på forskning i FME CenSES, FME MoZEES, NTNU, SINTEF og IFE.

Målet med denne rapporten er å gi en oversikt over rollen hydrogen kan spille i et framtidig lavutslippssamfunn, for å komme i mål med nødvendige utslippsreduksjoner i 2030 i tråd med norsk klimapolitikk. Vi ser på i hvilken grad, hvor og hvordan hydrogenteknologi kan implementeres for å bli et mest mulig effektivt middel for å nå målene om sterkt reduserte utslipp av klimagasser i Norge. Vi vurderer i hvilke sektorer hydrogen kan tas i bruk raskt, hvilke barrierer og muligheter som finnes og hvordan virkemiddel og politikk kan relateres til dette. Rapporten tar som utgangspunkt at det trengs ny virkemiddelbruk og politikk rettet mot hydrogen som støtter opp om klimamålsetningene for 2030. Samtidig er det sentralt at beslutninger som tas i den prosessen også er et skritt på veien mot 2050 målene. Dette vil kreve et samspill mellom de virkemidlene som tas i bruk for omstilling på kort sikt og langsiktig forskning og utvikling for å dekke teknologi- og kunnskapsgap.

I dag dekkes om lag 70 prosent av Europas energiforbruk av fossile energikilder¹. Norge har gjennom Paris-avtalen² (COP21) og EUs reviderte fornybardirektiv³ forpliktet seg til betydelige klimagassreduksjoner og en mer effektiv og klimavennlig bruk av energi. Forpliktelsene innebærer mål om 40 prosent reduserte klimagassutslipp innen 2030. Ambisjonen er 80-95 prosent utslippsreduksjon innen 2050 sammenliknet med referanseåret 1990. Norge skal i tillegg til å følge opp Paris-avtalen, være en pådriver for det internasjonale klimaarbeidet, forsterke klimaforliket⁴ og samtidig oppfylle Kyotoprotokollen⁵. I Jeløya⁶ plattformen legges det til grunn en satsning på nullutslippsteknologi, og det legges vekt på at **regjeringen vil ha en helhetlig strategi for forskning, teknologiutvikling og bruk av hydrogen som energibærer.**

I tillegg til å være en karbonfri energibærer, skaper hydrogen verdi ved at det er en energibærer som kan lagres og transporteres. Dette er en egenskap som vil bli viktig i framtidens energisystem med store mengder ikke-regulerbar fornybar kraft. For å håndtere kraftoverskudd og underskudd, vil det bli behov for fleksibilitet. Norge har gode og naturgitte forutsetninger for å produsere hydrogen, både for egen bruk og for eksport. Dette kan skje via nær 100 prosent fornybar kraft eller ved videreforedling av naturgass kombinert med karbonfangst og lagring (CCS).

1 EU Energy statistics: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview#Final_energy_consumption
2 https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf
3 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52016PC0767>
4 <https://www.regjeringen.no/no/dokument/dep/kld/sak/klimaforliket/id2076072/>
5 <https://unfccc.int/process/the-kyoto-protocol>
6 <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/politisk-plattform/id2585544/>

1.1 Hydrogen sin rolle

Hydrogen som energibærer kan bidra til reduserte CO₂-utslipp innen en rekke sektorer:

- **Transport** – hydrogen vil være en attraktiv energibærer for land- og maritim transport som krever lagring av større energimengder enn det som er optimalt for batteri, eller i markeder hvor CO₂-intensiteten til tilgjengelig elektrisk kraft er høy.
- **Energilagring** – overskuddskraft fra fornybar elektrisitet kan konverteres til hydrogen gjennom elektrolyse og lagres for senere bruk i flere aktuelle sektorer.
- **Industri** – som direkte innsatsfaktor. Hydrogen kan erstatte direkte bruk av fossile innsatsfaktorer som olje, gass og kull.
- **Kraftproduksjon** – en stor andel av kraftproduksjonen i de fleste land baseres i dag på fossile brenslere. Hvis disse erstattes med hydrogen vil en vesentlig del av dagens CO₂-utslipp elimineres.
- **Varme** – høytemperatur varmebehov i industri, men også som erstatning for naturgass til oppvarming og komfyrer i privat sektor for land som har et utviklet gassrørnett.

En av trendene som gjør hydrogen aktuell som energibærer er tettere integrering av de ulike sektorene energi, transport, industri og oppvarming av bygg. Sektorkobling vil gjøre utbygging av fornybar kraft enklere.

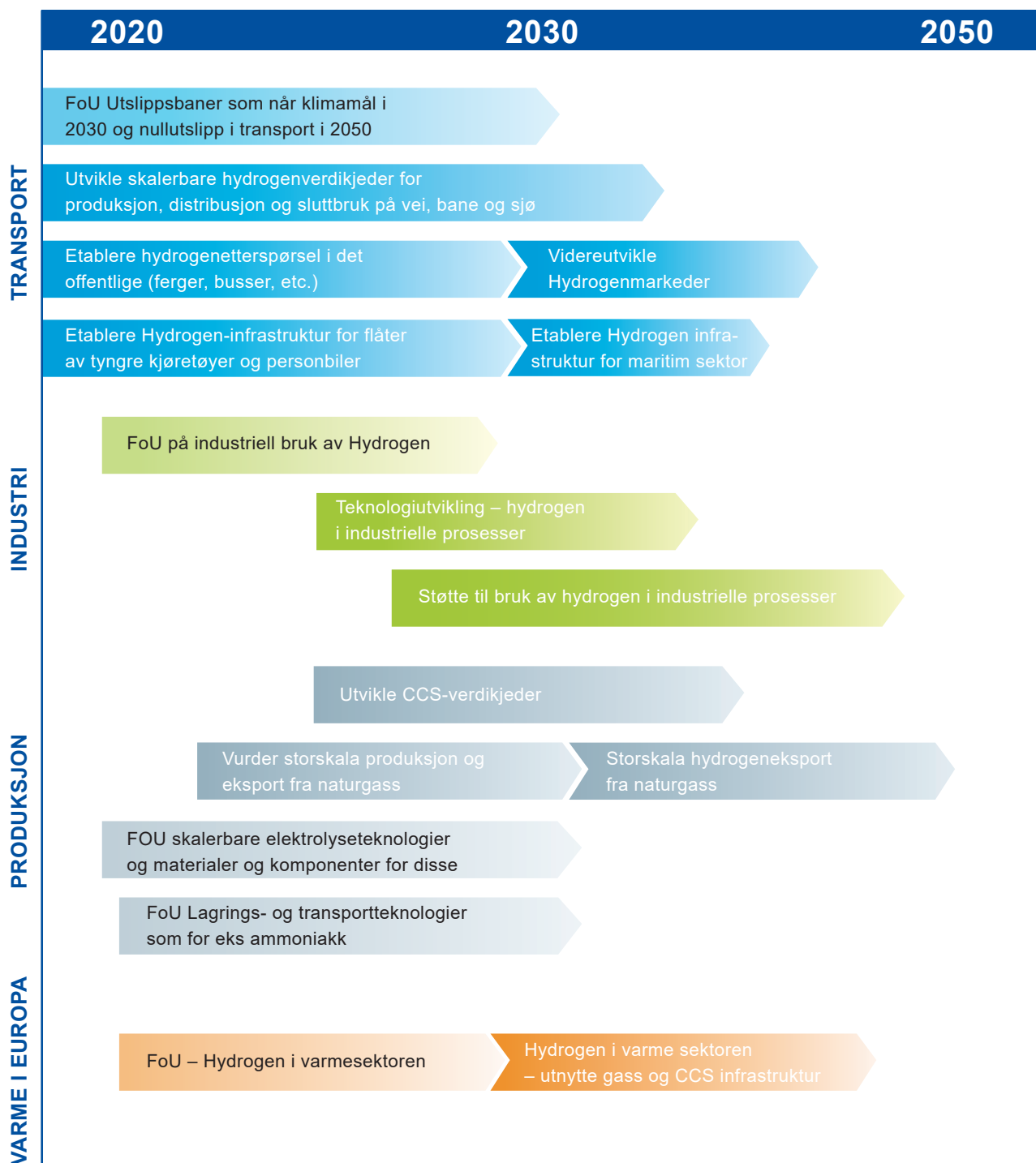
For Norge er koblingen mellom kraftsektoren og transportsektoren spesielt viktig. Transportsektoren representerte 31 prosent av de totale CO₂-utslippene i Norge i 2016⁷, og utslippene fra transport økte med 24 prosent i perioden 1990–2016. Gjennom elektrifisering (batteri og brenselcelle) kan transportsektoren redusere sine utslipp betydelig. Denne koblingen kan skje direkte, ved hjelp av lagring av elektrisitet i batterier, eller koblingen kan skje mer indirekte, gjennom produksjon av hydrogen som benyttes i brenselceller.

Etterspørselen etter strøm og belastningen på strømmettet vil med dette øke kraftig. Særlig hurtiglading i stor skala vil gi betydelig effektutfordringer, og dermed store oppgraderingsbehov av kraftnettet. Hydrogenproduksjon kan opptre som et mellomlager som vil kunne fordele energibruken over døgnet. Den kan også slås av i perioder med høy belastning, og på den måten avlaste kraftnettet og ikke gi samme oppgraderingsbehov.

Det er i prinsippet to konkurrerende konsepter vi kan benytte for å integrere storskala variabel fornybar kraftproduksjon: Vi kan enten forsterke kraftnettet eller vi kan koble kraftproduksjonen til andre sektorer. Hverken solkraft eller vindkraft er regulerbar. Det betyr at strøm produseres bare når sola skinner og vinden blåser, og ikke nødvendigvis når vi trenger strøm. Det innebærer at lagring av energi vil bli stadig viktigere med mer variabel fornybar kraftproduksjon.

Begrepet **power-to-x** innebærer at fornybar kraftproduksjon kan omdannes til ulike energibærere for å dekke behovet for energitjenester. Ved å inkludere hydrogen i energisystemet kan vi optimalisere utnyttelsen og verdien av fornybar kraft. Det vil på sikt vil muliggjøre en større andel uregulerbar fornybar kraft i nettet.

7 Miljødirektoratet, 03.01.2018: <http://www.miljostatus.no/tema/klima/norske-klimagassutslipp/utslipp-av-klimagasser-fra-transport/>



I den senere tid har også koblingen mot verdikjeden for naturgass fått oppmerksomhet. Hydrogen produsert fra naturgass med karbonfangst og lagring (CCS) er en storskala løsning som kan bidra til å redusere CO₂-utslipp og skape nye markedsmuligheter for naturgass. Norge kan i et langsiktig perspektiv eksportere store mengder hydrogen til Europa, og dermed bidra til sektorkobling og reduserte utslipp i Europa. I første omgang kan naturgass eksporteres til Europa, hvor den konverteres til hydrogen lokalt. CO₂-en fra naturgassen kan importeres tilbake for lagring i Norge. På lengre sikt kan det være aktuelt med dedikerte rørledninger for hydrogeneksport eller alternativt å eksportere flytende hydrogen med skip.

Å bruke elektrisitet direkte er den mest energieffektive løsningen, men behovet for å kunne lagre energi er et argument for å satse på power-to-gas. De fleste aktørene mener at det vil være behov for ikke bare én teknologi eller løsning, men en blanding av ulike løsninger⁸. Analyser fra Danmark peker på at samspillet mellom storskala løsninger og distribuerte løsninger er viktig for at storskala løsninger med vindkraft, internasjonal infrastruktur og power-to-x kan fungere effektivt sammen med distribuerte løsninger som PV, batterier og elbiler.⁹

1.2 Anbefalinger

1.2.1 Ny politikk og virkemiddelbruk

I perioden fram til 2030 viser studier fra NTNU, IFE og SINTEF at hydrogen vil spille en rolle i vegtransport særlig for gods og varetransport og særlig på lange distanser. Samtidig ser vi at hydrogenløsninger er i ferd med å testes ut for maritim transport nær kysten. Vi mener derfor at det på kort sikt bør fokuseres på virkemiddel og politikk som fremmer kostnads-effektive verdikjeder og helhetlige og langsiktige planer for produksjon, distribusjon og bruk av hydrogen i de mest relevante transportsegmentene for Norge: Person, vare- og godstransport på vei og nærskipstrafikken.

- På kort sikt bør det fokuseres på å etablere hydrogenstasjoner og sørge for en kommersiell utrulling av hydrogendrevne busser, varebiler og lastebiler (2020–2030). For personbiler bør tiltak i hovedsak rettes mot kunder med behov for lang rekkevidde, taxi og andre flåteanvendelser.
- Hydrogenbiler bør fritas for bompenger og ha tilgang til kollektivfelt fram til 50 000 biler er registrert i Norge, uavhengig av hva som blir bestemt for elbiler.
- Det bør gradvis etableres produksjon og distribusjon av hydrogen for ferger, hurtigbåter, og andre større skip.
- Lønnsomhet i hydrogenverdikjeder krever volum. Det vil derfor være gunstig å se utviklingen av etterspørsel for hydrogen i vegtransport, maritim transport og industri i sammenheng, slik at distribusjonsløsninger og produksjonsløsninger gradvis kan skaleres til å dekke nødvendig volum i ulike sektorer.
- Offentlige innkjøp bør benyttes aktivt for å skape etterspørsel etter hydrogen og redusere pris- og volumrisiko for tilbydere av hydrogen.
- Hydrogenproduksjon og distribusjon i verdikjedene vil kunne trenge investeringsstøtte og driftsstøtte fordi faste driftskostnader ikke dekkes ved inntekter fra lave initielle volum, og fordi umoden teknologi leder til høye variable kostnader.

⁸ <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/sector-coupling-shaping-integrated-renewable-power-system>

⁹ Systemperspektiv 2035, EnergiNet DK, 2018: <https://energinet.dk/-/media/4DDC27A7159245E985CEC07A92FB70AF.pdf>

- Det vil være naturlig å bruke virkemiddel som er spesielt designet for ulike segment som lokal varedistribusjon, lett langtransport, tung langtransport og maritim transport som tar hensyn til ulemper ved å være tidlig ute. Det vil også være naturlig å vurdere hvor konkurranseutsatt de ulike segmentene er når virkemidlene designes.
- Norge bør sammen med EU spille en nøkkelrolle i arbeidet med analyser av sikkerhet, definisjon av standarder og sertifisering av maritime hydrogenløsninger.

Skal omstillingen av transport skje på en effektiv måte kreves det at en hydrogenstrategi legger til rette for hydrogenverdikjeder med produksjon, distribusjon og konsum som gradvis utvider tilbud og etterspørsel fram mot 2030. En forutsetning for å få ned kostnader for produksjon og transport er at volumene øker slik at skalafordeler og læringseffekter kan oppnås. Dersom man også lykkes med å etablere hydrogeneksport kan produksjonskostnadene antagelig reduseres betydelig.

- Verdiskapingspotensialet for norsk hydrogenproduksjon vil økes ved å etablere effektive transportverdikjeder for hydrogen både for nasjonal bruk og eksport.
- Tidligfaseetablering av denne type verdikjeder bør støttes til volumene er så høye at både faste og variable kostnader kan dekkes kommersielt.
- Dette bør sees som et ledd i en langsiktig politikk, hvor målet er at teknologiutvikling og forskning skal sikre storskala utnyttelse av fortrinnet som ligger i naturressursene. I det ligger også å være ledende på forretningsmodeller og teknologi for produksjon og transport av hydrogen.

Det er sannsynlig at dersom etterspørselssiden i ulike segment stimuleres som nevnt over og tidligfase infrastruktur for distribusjon støttes, vil det være attraktivt å etablere tilstrekkelig produksjon av hydrogen. Et element i å stimulere etterspørselen vil være å gradvis øke bruken av hydrogen i industri.

- For å sikre en tidlig og konkurransedyktig omstilling i industrien, anbefaler vi at det sees på samspillet mellom de ulike kortsiktige virkemidlene.
- Støtteordninger bør være rettet mot teknologiutvikling og kompensasjon for tidlig implementering av umoden teknologi.
- Samtidig bør støtteordningene koordineres tett med langsiktig forskning og innovasjonsrettet forskning på mellomlang sikt.
- Det vil være sentralt at alle disse virkemidlene går inn i en koordinert omstilling av industrien til lavutslipp, der forskingen fokuserer på å få effektiviteten opp og kostnadene ned, mens omstillingsstøtten bygger opp under den langsiktige utviklingen samtidig som en sikrer konkurransekraft.

Storskala hydrogenproduksjon i Norge basert på naturgass og CCS vil føre til økt etterspørsel etter norsk naturgass lokalt og positive klimaeffekter ved å substituere fossile brensel med hydrogen. Det er her i tillegg et verdiskapingspotensial fra reduserte enhetskostnader i CO₂-infrastrukturen på grunn av skalafordeler i rørtransport fra CO₂-mellomlager på land til injeksjonsbrønn.

- For å legge til rette for storskala hydrogenproduksjon fra norsk naturgass, bør det allerede i første steg av utviklingen av fullskala CO₂-lagring i Norge tas høyde for CO₂-volumene som kan komme fra denne produksjonen.

1.2.2 Forskning og utvikling

Forskning som ser på omstilling til nullutslippstransport bør styrkes.

- Vi anbefaler et spesielt fokus på forskning som vurderer dagens virkemiddelbruk og teknologivalg rundt infrastruktur opp mot utslippsmål for 2030 og nullutslipp i 2050.
- Det vil være sentralt å få mer kunnskap om design av effektive verdikjeder for produksjon og distribusjon av hydrogen som samspiller mellom flere etterspørselssegment, både i transport, industri og for eksport.

Det europeiske kraftsystemet vil i framtiden bestå av store mengder ikke-regulerbar fornybar kraft. Fleksibilitet fra hydrogenverdikjeder kan bli viktige, både for å ta unna overskuddskraft, men og ved å bruke hydrogen i kraftproduksjon ved underskudd.

- Vi anbefaler å forske på samspillet mellom naturgass, hydrogen, CCS og fornybar kraft for å balansere europeiske kraftmarkeder.

Skalerbare elektrolyseteknologier har stort potensiale når de installeres i sammenheng med norske vindressurser og dermed kan brukes til å balansere den ikke-regulerbare kraftproduksjonen. Dette vil potensielt øke verdien både på vindkraften i Norge og lede til klimagvinster ved å gi billigere hydrogen som kan substituere CO₂ -intensiv energi.

- Forsknings- og utviklingsstøtte til skalerbare elektrolyseteknologier som har mye lavere kapitalkostnader enn dagens teknologi bør styrkes. Dette omfatter alt fra fundamental materialforskning, prosess og kjemiteknikk til avanserte produksjonsmetoder.

Teknologier for mer effektiv produksjon av hydrogen via elektrolyse eksisterer i dag på prototypenivå. For eksempel kan høytemperatur elektrolyse (SOEC) produsere hydrogen med 100 prosent elektrisk virkningsgrad. Disse teknologiene har fortsatt for høy kostnad og for kort levetid. Forskning på nye og bedre materialer, effekter som påvirker levetid og mer kostnadseffektive produksjonsmetoder er nødvendig.

- Vi anbefaler videre støtte på utvikling av nye, mer kostnadseffektive materialer og komponenter for lav og høytemperatur elektrolyse samt på å øke forståelsen av hva som bestemmer levetiden til disse teknologiene.

Det er en sterk interesse fra den maritime industrien i å benytte brenselceller til framdrift av skip. Dette medfører et behov for å bruke store systemer basert på mange parallelle brenselceller. Dette finnes det lite forskning på internasjonalt.

- Vi anbefaler derfor økt forskning på teknologiske løsninger for design og styring av store, hybride systemer bestående av batterier og brenselceller for optimal kostnad og levetid.

Forsknings- og utviklingsbehov relatert til teknologi i verdikjeder for hydrogen og eventuelt hydrogen som energibærere bør gis støtte gjennom virkemiddelapparatet. Fremdeles finnes det et FoU-gap for ulike teknologielementer for fremtidige hydrogenverdikjeder.

- Spesielt gjelder dette teknologiske elementer for mellom- og storskalatransport av hydrogen, eksempelvis større isolerte lagertanker for flytende hydrogen.
- Det bør forskes på andre former for hydrogenlagring enn som rent hydrogen, for eksempel ammoniakk. Verdikjedevurderinger bør utføres, for å avgjøre under hvilke betingelser hydrogen bør konverteres kjemisk til for eksempel ammoniakk kontra flytendegjøres som ren hydrogen. Oppdatert kunnskap rundt spaltning tilbake til hydrogen og løsninger for direkte forbrenning eller bruk i brenselceller, er nødvendig for å kunne utføre verdikjedevurderinger for bruk av ammoniakk som energibærer.

Det norske virkemiddelapparatet bør legges helhetlig til rette for å støtte forskning og teknologiutvikling innen hydrogenproduksjon og transport i og fra Norge: Vi opplever at det er et hull i det norske virkemiddelapparatet knyttet til FoU innen temaene storskala hydrogenproduksjon, prosessering og transport av hydrogen, særlig fra fossile kilder. Dette temaet faller nå mellom mandatene til EnergiX, CLIMIT, Petromaks II og MAROFF.

- Det bør etableres et klart mandat for området storskala hydrogen som eies av ett av programmene, eller koordineres mellom disse.
- Dette bør videre koordineres med andre deler av virkemiddelapparatet som Enova, Gassnova og Pilot-E.

På europeisk nivå er det i noen land aktuelt å bruke hydrogen til oppvarming i bygg, som et alternativ til elektrifisering, med de infrastrukturkostnader det ville medføre.

- Det anbefales å arbeide med utvikling av kostnadseffektive løsninger for transport og distribusjon av hydrogen og hydrogen/naturgass blandinger. Dette vil gjøre det mulig å etablere forretningsmodeller for naturgass, CCS, hydrogen til oppvarming av bygg i Europa.

En verdiskapning basert på avansert materialteknologi er avhengig av sterke kunnskapsmiljøer.

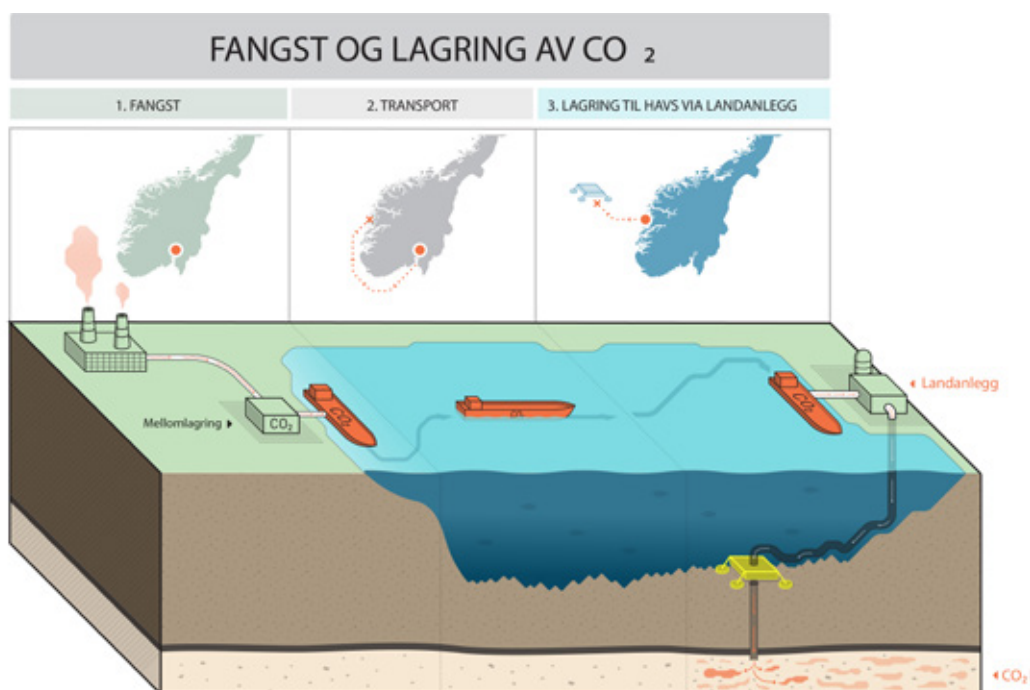
Det er fortsatt et sterkt behov for å videreutvikle de eksisterende løsningene for produksjon, lagring og bruk av hydrogen for å kutte kostnader, forbedre ytelse og levetid. En slik utvikling må baseres på en fortsatt sterk støtte til fundamental forskning på materialteknologi. Samtidig som det må satses på mer målrettet materialforskning inn mot områder som Norge har spesielt gode forutsetninger og behov, slik som lav og høytemperatur vannelektrolyse og brenselceller, komposittmaterialer for hydrogenlagring, hydrogensprøhet i stål og materialer for membraner til direkte hydrogenproduksjon og CO₂-separasjon.

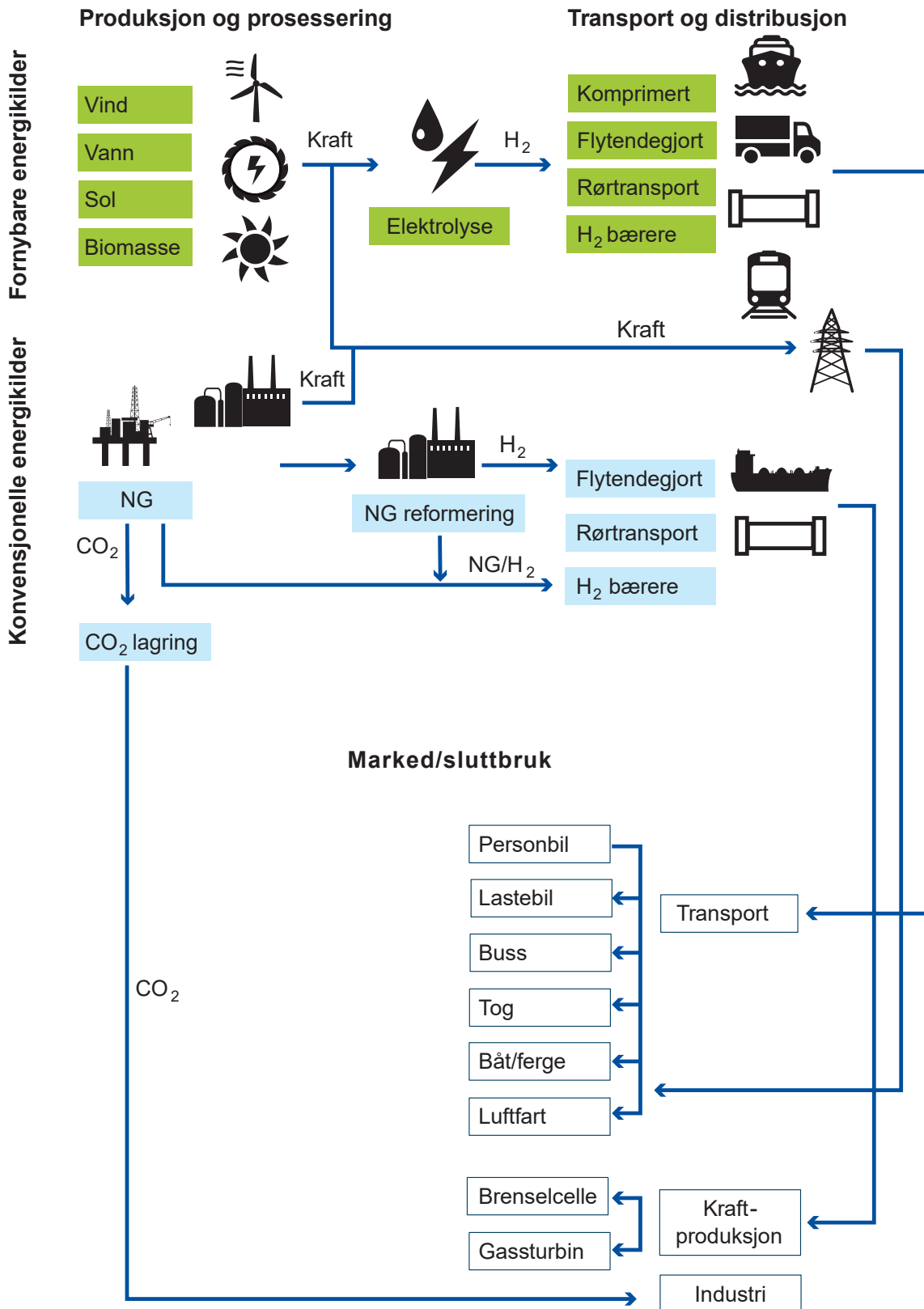
1.3 Langsiktig samarbeid

Industriens rolle i samarbeid med forskningsinstituttene, universitetene og det offentlige er sentralt for verdiskaping. Denne typen langsiktig samarbeid baner vei for økt konkurransekraft internasjonalt for produkter, tjenester og kompetanse fra Norge.

Verdiskaping fra norsk forskning er innenfor dette området og avhengig av at løsninger tas i bruk internasjonalt. Det er derimot svært viktig at Norge, som en eventuell tidlig aktør i mange av hydrogenverdikjedene, ikke velger sær-norske løsninger.

- Vi anbefaler fokus på langsiktig internasjonalt forskningssamarbeid som involverer både industri og forskningsmiljø og som utnytter norsk spisskompetanse.
- Internasjonalt samarbeid er viktig, både for å sikre arbeidsdeling som utnytter nasjonal kompetanse og for å sikre at forskning støtter opp om og leder fram til felles løsninger og standarder. Mission Innovation og europeisk forskningssamarbeid bør prioriteres høyt for å oppnå dette.
- Det vil være sentralt for verdiskapingen at midler som støtter omstilling av sektorer i dag, i samspill med forskning er et skritt på veien til varig omstilling med nye forretningsmodeller med et internasjonalt potensiale.





Figur. Kobling mellom ulike energibærere og sluttbruk



2 Produksjon, lagring og distribusjon av hydrogen

2.1 Oversikt

Det finnes mange metoder for å produsere hydrogen, men de mest konvensjonelle metodene er *reforming av naturgass/biogass* og spalting av vann ved *vannelektrolyse*.

Naturgass-/biogass-reforming – Nesten 96 prosent av den samlede hydrogenproduksjonen globalt er basert på fossilt brensel. På verdensbasis er 68 prosent av hydrogen produsert av dampreforming av naturgass med et effektivitetsområde på 65-85 prosent.

De viktigste teknologiene for hydrogenproduksjon i Norge inkluderer: katalytisk dampreforming (800–1000°C) og delvis oksidering (600–900°C) av hydrokarboner (f.eks. naturgass), men også fornybare brenslar (f. eks bioetanol) eller biomassegasifisering er aktuelle.

Dersom prosesser basert på fossilt brensel knyttes til en *CO₂-fangst- og CO₂-lagringsteknologi* (CCS) vil det være mulig å produsere karbonfri hydrogen og redusere CO₂-utslipp. Ved riktige teknologivalg og betingelser, som i Norge, blir CO₂-intensiteten for produsert hydrogen på nivå med hydrogen produsert med elektrolyse basert på norsk kraftmiks^{10,11}. Typisk produksjonskapasitet kan ligge fra 10 tonn hydrogen per dag og oppover til flere hundre tonn per dag, men med betydelige skalafordeler. Dette krever tilgang til CO₂-lagringssystemer, noe som kun er kostnadseffektivt i storskala (> 5 million tonn CO₂ per år).

Hydrogen ved vannelektrolyse – elektrokjemisk spalting av vann gjøres med vannelektrolyse ved typisk 50-80°C. Termokjemisk splitting av vann ved ca. 900°C kan også benyttes til å produsere hydrogen, men her det fortsatt langt fram til kommersielle løsninger. Energieffektiviteten i kommersielle systemer for elektrolytisk hydrogenproduksjon varierer fra 60-80 prosent, tilsvarende 45-75 kWh/kg. Høytemperatur (> 100°C) vannelektrolyse kan redusere energiforbruket med 15-20 prosent. Kommerielle vannelektrolyseanlegg kan møte etterspørselen til hydrogenproduksjon fra 1 til 1000 Nm³/h. Fra 2019 vil elektrolyseprodusenter introdusere på markedet 2-6 MW elektrolysører som leverer 10 000–30 000 Nm³/h og prøve ut 20 MW elektrolysører som kan produsere 8-10 tonn hydrogen per dag. Vannelektrolyse er skalerbart, men store industriell anlegg krever stabil drift (>7000 driftstimer/år) og tilgang på rimelig kraft (<0.30 NOK/kWh). Konkurransen avhenger av pris på alternativer som naturgass og av CO₂-pris.

¹⁰ Croezen et al. 2018, p 40 <https://www.cedelft.eu/en/publications/2149/feasibility-study-into-bleu-hydrogen>

¹¹ Berstad et al. International Hydrogen and Fuel Cells Conference (2018) <http://hdl.handle.net/11250/2499714>

Lagring, transport og distribusjon av hydrogen må planlegges og bygges ut i forhold til de verdikjeder og kvantum som vil kreves innen ulike bruksområder.

Hydrogenlagring kan gjøres

- som komprimert gass ved inntil 350 bar, men opptil 700 bar blir benyttet for mindre kvanta og strenge volumbegrensninger (som f.eks i personbiler)
- som væske ved atmosfærisk trykk og kryogen temperatur (–253°C)
- fanget i faste materialer som metallhydrider eller bundet i kjemiske forbindelser (f.eks. toluene)
- eller ved konvertering til en energibærer, eksempelvis amoniakk, som i ettertid spaltes for uttak av hydrogen, eller eventuelt kan benyttes direkte.

Hydrogenlagring ved kompresjon og kondensasjon til væskeform er begge modne teknologier i respektive skalaer, men er begge relativt energikrevende prosesser. Lagring av hydrogen i faste stoffer (f.eks. metallhydrider) er fortsatt ikke et kommersielt alternativ. Amoniakk er en eksisterende salgsvare, men fortsatt er det utviklingsbehov om gassen skal kunne benyttes i kommersiell skala som drivstoff for brenselceller eller forbrenningsmotorer.

Hydrogentransport & distribusjon – hydrogen i gassform blir vanligvis transportert i komprimert form enten i bulktransport (trailertransport) eller rørledninger, mens flytende hydrogen transporteres med trailertransport og snart med tankskip. For korte avstander og små volum, leveres hydrogengass vanligvis i tuberør på hengere (rørhengere). For mellomstore volum og lengre avstander, er væsketankere mest nærliggende. **Rørhengere** inneholder vanligvis 300–1000 kg med gass, lagret med et trykk på opp til rundt 450 bar. De brukes for små leveranser til sluttbrukere som vanligvis er i nærheten av produksjonsanlegget for å redusere den høye kostnader ved å lever små mengder. **Tanktransport** av flytende hydrogen vil for trailere typisk kunne frakte inntil 4000 kg hydrogen, mens skipstransport vil kunne frakte 50 tonn (småskala) opp til i størrelsesorden 10000 tonn for skip på størrelse med dagens LNG skip. **Rørledninger** for hydrogentransport er vanligvis 30 cm i diameter og opererer ved et trykk på 10-20 bar. De er basert på stålrør, men det er et potensiale for kostnadsreduksjon og bedre ytelse ved bruk av fiberarmerte polymer-rør. Rørledningdistribusjon kan effektivt levere hydrogen til et stort antall brukere når det er behov for høy kapasitet og avstandene er korte eller moderate.

2.1 Muligheter

Norge er verdens tredje største eksportører av naturgass¹², 117,4 milliarder Sm³ i 2017 (1209 TWh¹³). Man estimerer at om lag 1/3 av naturgassressursene på norsk sokkel er produsert per i dag. Dette gir Norge muligheten til å etablere verdikjeder for å produsere hydrogen i Norge fra naturgass, lagre CO₂ på norsk sokkel og eksportere rent hydrogen til det internasjonale markedet. EU har ambisiøse klimamål, som i praksis ekskluderer utslipp fra energisystemet i 2050. Det å produsere rent hydrogen fra naturgass vil gjøre det mulig å forlenge levetiden og øke

¹² <http://www.npd.no/Global/Norsk/3-Publikasjoner/Norsk-sokkel/Nr1-2018/Norsk-sokkel-nr-1-2018.pdf>

¹³ Statistisk sentralbyrå. <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/energibalanse>

verdien av norsk naturgass i det europeiske energisystemet. Dette vil medføre en styrking av konkurranseevnen til norske arbeidsplasser innen naturgassprosessering og skape nye næringer innen hydrogenproduksjon og -eksport. En slik utvikling i Norge vil også øke verdien av en potensiell lagerinfrastruktur for CO₂ på norsk sokkel. På grunn av svært gunstige fangstforhold (høy CO₂-konsentrasjon og trykk) og store volumer (millioner av tonn CO₂ per år), kan storskala hydrogenproduksjon senke barrierene og kostnadene ettertrykkelig for CO₂-lagring på norsk sokkel.

Norge har noen av Europas beste ressurser for fornybar energi, både regulerbar vannkraft og vindressurser som er attraktive fordi samvariasjonen med resten av Europa er gunstig. Et CenSES position paper anslår at norske vindressurser kan bygges ut i stor skala fram mot 2050 hovedsakelig for energiekspert til Europa¹⁴. Siden vindkraft ikke kan planlegges og kontrolleres, gir samspillet med hydrogenproduksjon to positive effekter: Først vil lokal elektrolyse gi muligheter for å øke verdien av denne ikke-regulerbare kraften ved å produsere verdifullt hydrogen når det er kraftoverskudd. Dernest vil denne aktiviteten skje i Norge og skape lokal aktivitet.

Storskalatransport av hydrogen kan gi muligheter for stor verdiskaping for leverandørindustri innenfor skipsbygging og shipping. For transportkjeder utenfor praktisk rekkevidde for rørtransport, og med behov for fleksibilitet, vil trolig hydrogen transporteres flytende på skip i samme skala som for LNG. Norsk industri, f.eks. f.h.v. Moss-Rosenberg var sentral i utvikling av tank- og skips-teknologi for LNG-transport, og nye muligheter vil åpne seg dersom storskala hydrogentransport skal realiseres.

En økt bruk av hydrogen i transport og i industrien vil åpne nye markeder for norske bedrifter som leverer teknologi og løsninger basert på avansert materialteknologi. Mens utviklingen av brenselceller, og produksjonsmetoder for disse, har vært dominert av bilfabrikantene og andre utenlandske selskap, har Norge en overraskende sterk posisjon i andre deler av verdikjeden, spesielt innen elektrolysører og trykktanker. Norge har derfor gode muligheter til å etablere en eksportindustri basert på avansert materialteknologi, enten som underleverandører til utenlandsk industri (f.eks. bilindustrien), eller som leverandør av ferdige produkter til sluttmarkedet.

2.2 utfordringer

Dersom hydrogen skal produseres fra naturgass, må løsninger for karbonfangst, transport og lagring være til stede. Selve fangsten av CO₂ i denne prosessen er relativt enkel, men hvis hydrogen skal benyttes som en nullutslipps energibærer, vil tilgang til infrastruktur for transport og lagring av CO₂ potensielt være en flaskehals.

Elektrolyse kan benyttes for å utnytte ikke-regulerbar kraft. Forretningsideen er at overskuddskraft i perioder med mye vind leder til overskudd i et prisområde og attraktive vilkår for lokal hydrogenproduksjon. Lokal hydrogenproduksjon fra fornybar kraft via elektrolyse kan bidra positivt i kraftnettet. Produksjonen kan kobles ut i høylast-timer, og på den måten avhjelpe kraftnettet, uten at det går særlig ut over økonomien for hydrogenproduksjonen. En utfordring med denne forretningsmodellen er at elektrolyseanlegg i dag har en høy investeringskostnad. Det betyr igjen at antall driftstimer må være høyt for å dekke inn kapitalkostnadene. I praksis vil dette ofte begrense muligheten for å bruke elektrolyse til å ta unna overskuddsvind. Dersom det fulle potensialet av hydrogen fra vannelektrolyse i samspill med ikke-regulerbar fornybar kraft skal tas ut, må kapital-kostnadene ned.

¹⁴ Norway's role as a flexibility provider in a renewable Europe, CenSES position paper, 2018.

Om en satsing på storskala hydrogenproduksjon for eksport skal realiseres, må vi som nasjon adressere og utvikle effektive løsninger for transport og distribusjon av hydrogen til markedene, slik vi transporterer naturgass i dag. Slike løsninger finnes i meget begrenset omfang i verden i dag, og vil kreve en vesentlig forsknings- og utviklingsinnsats over de kommende årene.

Selv om teknologiske løsninger finnes på markedet i dag for bruk og transport av hydrogen er det fortsatt et sterkt behov for å kutte kostnadene for disse teknologiene videre. En del av dette kan gjøres ved økte produksjonsvolum, men det er fortsatt behov for videre forbedringer på materialene som benyttes, enten ved bruk av andre, billigere materialer eller mer effektiv bruk av de eksisterende materialene som benyttes. Det er også et gap i kunnskapen om hvordan hydrogen påvirker de mekaniske egenskapene til materialer ved høye trykk, slik som f.eks. i rørledninger og tanker.

2.3 Anbefalinger

2.3.1 Forskning og utvikling:

Forsknings- og utviklingsstøtte til skalerbare elektrolyseteknologier med mye lavere kapitalkostnader enn dagens teknologi bør styrkes.

Denne type teknologier har stort potensiale når de installeres i sammenheng med norske vindressurser og dermed kan brukes til å balansere den ikke-regulerbare kraftproduksjonen. Dette vil potensielt øke verdien både på vindkraften i Norge og lede til klimagevinster ved å gi billigere hydrogen som kan substituere CO₂-intensiv energi. Det er primært alkalisk vannelektrolyse som tenkes benyttet i storskala (> 100 MW) anlegg (pga. potensialet for kostnadsreduksjon) mens PEM vannelektrolyse er mer egnet for små til mellomstore anlegg (2-100 MW). PEM-teknologi er svært egnet for kobling opp mot variabel fornybar kraft og for distribuert on-site produksjon av hydrogen (f.eks. ved hydrogenfyllestasjoner og mindre industrielle anlegg). På kort sikt bør det etableres demonstrasjonsanlegg som potensielt kan kobles til større vindinstallasjoner (>100 MW) med formål å demonstrere mindre kapitalintensiv hydrogenproduksjon med lave driftskostnader. I tillegg bør det legges til rette for lokale og regionale hydrogenproduksjonsanlegg (2-20 MW) for bruk i transportsektoren (f.eks. til biler, busser, varebiler og lastebiler). Dette er viktig både for å demonstrere at teknologiene fungerer, og for å kunne starte oppbyggingen av et marked som etterspør hydrogen.

Forsknings- og utviklingsbehov relatert til teknologi i verdikjeder for hydrogen og eventuelt hydrogen energibærere bør gis støtte gjennom virkemiddelapparatet

Fremdeles finnes det FoU-gap for ulike teknologielementer for mulige fremtidige hydrogen verdikjeder. Spesielt gjelder dette teknologiske elementer for mellom- og storskala transport av hydrogen, eksempelvis større isolerte lagertanker for flytende hydrogen. For ammoniakk (NH₃) som eventuell energibærer mangler kunnskap rundt spaltning tilbake til hydrogen og løsninger for direkte forbrenning. Dette er kunnskap som er nødvendig for å kunne utføre verdikjedevurderinger for bruk innen energisektoren.

En verdiskapning basert på avansert materialteknologi er avhengig av sterke kunnskapsmiljøer.

Det er fortsatt et sterkt behov for å videreutvikle de eksisterende løsningene for produksjon, lagring og bruk av hydrogen for å kutte kostnader, forbedre ytelse og levetid. En slik utvikling må baseres på en fortsatt sterk støtte til fundamental forskning på materialteknologi. Samtidig som det må satses på mer målrettet materialforskning inn mot områder som Norge har spesielt gode forutsetninger og behov, slik som lav og høytemperatur vannelektrolyse og brenselceller, komposittmaterialer for hydrogenlagring, hydrogensprøhet i stål og materialer for membraner til direkte hydrogenproduksjon og CO₂-separasjon.

Det norske virkemiddelapparatet bør legges helhetlig til rette for å støtte forskning og teknologiutvikling innen hydrogenproduksjon og transport i og fra Norge.

Vi opplever at det er et hull i det norske virkemiddelapparatet knyttet til FoU innen temaene stor-skala hydrogenproduksjon, prosessering og transport av hydrogen, særlig fra fossile kilder. Dette faller nå mellom mandatene til EnergiX (forutsetter fornybart hydrogen), CLIMIT (forutsetter fokus på hydrogen-CO₂-separasjon, CO₂-fangst, eller hydrogenforbrenning), Petromaks II (hydrogen er ikke nevnt i programplanen) og MAROFF (kun fokusert mot hydrogen som drivstoff, ikke mot løsninger for transport av hydrogen). Det bør etableres et klart mandat for området storskala hydrogen som eies av ett av programmene, eller koordineres mellom disse. Dette bør videre koordineres med andre deler av virkemiddelapparatet som Enova, Gassnova og Pilot-E.

2.3.2 Virkemiddel og prioriteringer

For å legge til rette for storskala hydrogenproduksjon fra norsk naturgass, bør det allerede i første steg av utviklingen av fullskala CO₂-lagring i Norge tas høyde for CO₂ volumene som kan komme fra denne produksjonen.

Volumene som skal lagres fra de to CO₂-fangstanleggene i det norske fullskalaprojektet er om lag 0,8 mill. tonn per år^{15,16}. Et produksjonsanlegg for hydrogen med kapasitet på 500 tonn hydrogen per dag vil kreve ca. 0,8 mrd. Sm³ naturgass per år, og vil tilføre omtrent 1,6 mill. tonn CO₂ per år. Med andre ord kan konvertering av 0,7 prosent av dagens innenlandske naturgassproduksjon til hydrogen tredoble CO₂-lagringen i fullskalaprojektet og dermed senke enhetskostnaden betydelig. Verdiskapingspotensialet kommer fra reduserte enhetskostnader i CO₂-infrastrukturen på grunn av skalafordeler i rørtransport fra CO₂-mellomlager på land til injeksjonsbrønn, økt etterspørsel etter norsk naturgass lokalt, potensielle klimaeffekter ved å substituere fossile brensel med hydrogen. Det vil være nødvendig med kortsiktig støtte til kostnaden ved CCS er lav nok eller CO₂-prisen høy nok til å sikre kommersiell aktivitet basert på CO₂-prising alene.

Det bør etableres tidligfase støtte til verdikjeder for transport og eksport av hydrogen produsert i Norge.

Verdiskapingspotensialet for norsk hydrogenproduksjon vil øke ved å etablere effektive transport-verdikjeder for hydrogen både for nasjonalt bruk og eksport. Tidligfase etablering av denne type verdikjeder bør støttes til volumene er så høye at både faste og variable kostnader kan dekkes kommersielt. Dette bør sees som et ledd i en langsiktig politikk, der teknologiutvikling og forskning har som mål å sikre storskala utnyttelse av fortrinnet som ligger i naturressursene. I dette ligger også å være ledende på forretningsmodeller og teknologi for produksjon og transport av hydrogen.

¹⁵ Presentasjon ved Per Brevik, Norcem, Karbonfangstseminar ved Norsk Industri. 19. mars 2018.

¹⁶ Presentasjon ved Pål Mikkelsen, Fortum Varme Oslo, Karbonfangstseminar ved Norsk Industri. 19. mars 2018.





3 Hydrogen i transportsektoren

3.1 Oversikt

Norges klimapolitikk er koblet til europeiske mål om utslippsreduksjoner. Regjeringen har gjennom *Klimameldingen* (Klimastrategi 2030¹⁷) uttalt at 2030-målet vil oppfylles med hovedvekt på innenlandske utslippsreduksjoner. Transportsektoren står for 60 prosent av de ikke-kvotepliktige utslippene i Norge. Målet om utslippsreduksjoner gjenspeiles i Nasjonal transportplan¹⁸ (NTP 2018-2029) 50 prosent reduksjon i utslipp fra transport innen 2030 sammenlignet med i dag (8.5 millioner tonn CO₂ ekvivalenter).

Følgende tiltak fører til reduserte klimagassutslipp fra transport:

1. Reduksjon i transportbehov som et resultat av redusert økonomisk aktivitet (BNP) og levestandard
2. Redusert person- og varetransport
3. Overføring av person- og varetransport til mindre karbonintensive transportmetoder
4. Økt virkningsgrad og lavere drivstofforbruk på alle transportområder (vei, bane, sjø og luft)
5. Overgang til lav- og nullutslippstransport

I Norge står veitransport og nærskipstrafikken for 20 prosent og 5 prosent av de totale utslippene på 54 mill. CO₂-equivalenter per år (SSB, 2016). En stor andel av dette er distribusjon av varer og gods på vei. Trenden i EU er en økning i godstransport på vei fram mot 2050.

I Nasjonal transportplan (NTP) trekkes nullutslippsteknologi som omfatter bruk av elektrisitet og hydrogen fram som alternative drivstoff på enkelte ikke-elektrifiserte jernbanestrekninger i Norge. I Klimameldingen trekkes hydrogen fram som en potensielt viktig energibærer for å kunne nå måltall¹⁹ om nullutslippskjøretøy frem mot 2030 og vil samtidig ha betydning for innføringen av klimavennlig drivstoff innenfor innenriks sjøfart²⁰.

NTNU og IFE har gjennomført nasjonale studier for å se nærmere på investeringsbehovene i ulike scenarioer for å nå 50 prosent reduksjon i utslipp fra transport innen 2030²¹. Det mest interessante scenarioet med et absolutt krav om 50 prosent utslippskutt, viser at det er et betydelig behov for investeringer i elektriske kjøretøyer basert på batterier og hydrogendrevne brenselceller, spesielt for tyngre lastebiler. I dette scenarioet vil det være en betydelig reduksjon i utslipp i alle transportsegmentene, og spesielt innen veitransport. Denne studien, og andre studier og

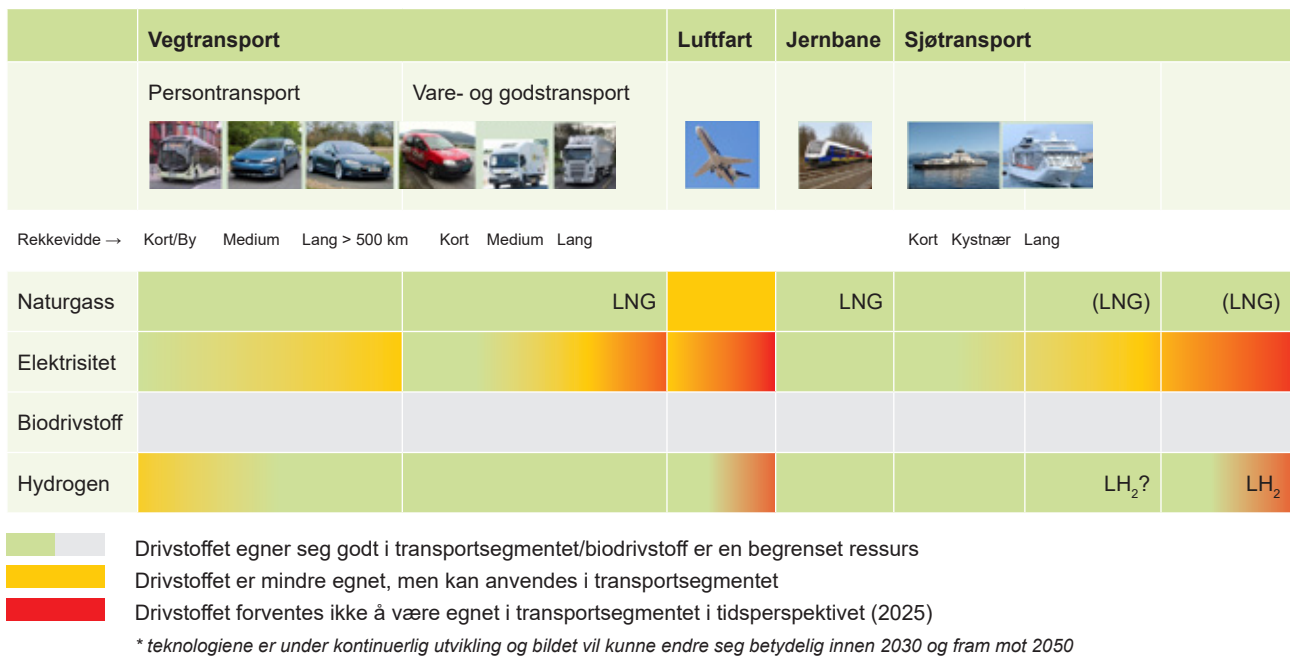
17 <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Saker/Sak/?p=69170>

18 <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-33-20162017/id2546287/>

19 NTP måltall: Innen 2025 skal alle nye biler, lette varebiler og bybusser være 100% utslippsfrie. Innen 2030 skal 100% av alle nye tyngre varebiler, 75% av nye langdistansebusser og 50% av nye lastebiler være nullutslippskjøretøy.

20 Den internasjonale maritime organisasjonen (IMO) har satt som mål å redusere utslippene fra internasjonal skipsfart med 50% innen 2050.

21 Helgesen, P.I., Lind, A., Ivanova, O., & Tomasgard, A., Using a hybrid hard-linked model to analyze reduced climate gas emissions from transport. *Energy* 156 (2018).



Figur 4.1 Bruk av ulike drivstoffer til ulike segmenter innen transport. For store fartøyer vurderes nå også ammoniakk som et mulig drivstoff, da det har høy energitetthet og eliminerer CO₂-utslippene.

analyser ved NTNU, IFE og SINTEF, viser at det vil være behov for både batteriteknologi, hydrogen og brenselceller så vel som biodrivstoff for å nå de ambisiøse utslippsmålene. Infrastruktur for alle disse løsningene vil måtte etableres parallelt, da de vil være komplementære og bidra til utslippsreduksjoner i ulike segmenter av transportsektoren. Hydrogen egner seg som drivstoff i mellomstore og store kjøretøyer og farkoster (f.eks. tyngre lastebiler og mindre skip), mens batteriteknologi egner seg best til bruk i mindre kjøretøyer og til hybridisering i større kjøretøyer og farkoster.

Varebiler og lastebiler – Det finnes i dag ingen kommersielt tilgjengelige hydrogen-drevne varebiler og lastebiler, med det finnes noen få selskaper (Toyota, Hyundai, Nicola One, Scania) med planer om å produsere slike kjøretøyer. Scania utvikler på oppdrag fra ASKO fire 26 tons distribusjonsbiler, og den første av disse skal settes i drift ved årsskiftet 2018/19. Kjøretøyet har en hybrid drivlinje med brenselceller på ca. 100 kW. Hydrogen vil bidra til at kjøretøyet får en rekkevidde på 400 km. Hyundai har nylig annonsert at de planlegger å introdusere 1000 hydrogen-drevne lastebiler til Sveits innen 2023, og har vært i Norge for å se på tilsvarende muligheter. Nel fikk i 2018 bestilling på å levere 30 hydrogenstasjoner i USA for store brenselcelledrevne semitrailere levert av Nicola One. Både ASKO og Tine vurderer anskaffelse av slike semitrailere.

Personbiler – Det finnes i dag kommersielt tilgjengelig hydrogen-drevne personbiler fra hhv. Hyundai (Nexo), Toyota (Mirai) og Honda (Clarity). Disse brenselcellebilene har gjennomgått langtidstester og er teknologisk sett svært modne, men prisen på ca. 600 000 kroner er fortsatt høyere enn tilsvarende diesel/bensin-drevne biler til tross for avgiftsfritaket. Hydrogentanken på disse bilene kan lagre 5-7 kg hydrogen, noe som gir en rekkevidde på 500-700 km, og fylles opp på 3-5 minutter.

Ferger, hurtigbåter og andre maritime fartøy – Maritim sektor er en annen bransje hvor hydrogen får stadig større oppmerksomhet. Fiskerstrand verft er nå i ferd med å ferdigstille design av en 1 MW brenselcelle-løsning for en ferje, og Enova har gjennom Pilot-E-programmet stilt midler til rådighet for (om)bygging av et fartøy fra 2019. Statens vegvesens ga nylig Norled oppdraget med å utvikle en hydrogendrevet ferje, som skal trafikere sambandet Hjelmeland-Nesvik-Skipavik i Rogaland. I EU-systemet utlyses det nå støttemidler for demonstrasjon av brenselceller i MW-klassen, med bred støtte fra både industri og EU-Kommisjonen. Hvis dette lykkes bør det innen 2026, være mulig å integrere MW-klasse brenselcellesystemer ombord i cruiseskip som skal entre norske verdensarv-fjorder. For sjøtransport med stort energibehov er volumetrisk energitetthet en viktig parameter, for å maksimere tilgjengelig lastekapasitet på skipene. Dette, i tillegg til lave avdampningstap ved langvarig lagring, gjør ammoniakk til et karbonfritt drivstoff som i økende grad vurderes for lang sjøtransport, både for cargo og cruise.

Jernbane – I 2018 satte Alstom verdens første hydrogendrevne passasjertog i kommersiell drift i Tyskland. Toget har en rekkevidde på 800-1000 km og det er knyttet svært stor interesse til dette internasjonalt. Stortinget har besluttet at det skal legges til rette for å teste ut hydrogendrevne tog i Norge og har gitt Jernbanedirektoratet i oppdrag å utrede hvor og når uttestingen bør finne sted. Globalt skal 100 persontog settes i drift i perioden 2020-2021, mens det trolig vil ta minst 5 år før det første hydrogendrevne godstoget demonstreres.

Brenselceller – Kostnadene for brenselceller er avhengig av masseproduksjon. Brenselcellesystemer for personbiler kan i dag produseres til ca. 53 US\$/kW hvis volumet er 500,000 enheter/år (kilde US DoE), hvilket kun er 20 prosent høyere enn forbrenningsmotorer. I de volumer som nå produseres (3 000/år i 2017 (Toyota)) er produksjonsprisen fremdeles rundt det dobbelte av dette. Allerede fra 2020 oppskalerer Toyota sin produksjon til 30 000 biler/år, mens Hyundai oppskalerer til 40 000 per år i 2022. Flere europeiske bilprodusenter er aktivt med, blant annet Daimler, BMW og Audi har alle modeller under utvikling.

Ulike brenselceller anvendes for ulike segmenter av transport. Som for forbrenningsmotorer, er kostnaden (\$/kW) høyere for brenselceller som har lengre levetid. Mens en levetid på 6 000-7000 timer er tilstrekkelig for personbiler, har brenselceller for busser allerede demonstrert levetider på mer enn 25 000 timer i ordinær rutetrafikk i London (kilde?). Disse brenselcellene har da også en høyere pris enn de for personbiler.

3.2 Muligheter

Basert på dagens politikk vil Norge trolig bli blant de første landene som oppnår nullutslipp i personbiltransporten og nær nullutslipp i vegtransporten. Hydrogen ser ut til å spille en rolle i denne omstillingen. I første omgang i vegtransporten, men etter hvert sannsynligvis også i maritim transport og i jernbane. Siden det ikke er karbonlekkasje i transportsektoren vil dette være reelle kutt i globale utslipp og bidra til at både Norge og Europa når sine klimamål.

Når det gjelder vegtransport blir de fleste teknologiske løsningene for brenselceller utviklet i utlandet. Innen hydrogenstasjoner derimot, har Norge en betydelig aktør i NEL Solutions (NEL), som nå har etablert verdens største fabrikk²² for produksjon av hydrogenstasjoner i Herning i Danmark, med en kapasitet på 300 stasjoner/år. NEL har også nylig bekreftet etablering av verdens største produksjonsanlegg for elektrolysører på Notodden²³.

Verdiskapingspotensialet utover dette, ser i hovedsak ut til å være knyttet til å implementere integrerte verdikjeder for produksjon og distribusjon av hydrogen og eksportere kunnskap og teknologi for verdikjedeintegrasjon.

Utvikling av hydrogen for maritim transport har et stort potensial for ny næringsutvikling. De offentlige innkjøperne av ferger og hurtigbåter gir norsk industri og maritime næringsaktører stimuli for utvikling og implementering av nye teknologier, systemer og tjenester for dette markedet. I tillegg vurderer Equinor et LH2-konsept for en PSV (plattform supply vessel), mens Havila har planer om å ta i bruk hydrogen og brenselceller på Kysttruten så snart teknologien er klar. Dersom vi lykkes med å utvikle egne teknologiløsninger for hydrogendrevne skip innenfor de ovennevnte maritime transportsegmentene, så vil næringen i Norge være godt posisjonert til å kunne eksportere norskutviklede løsninger. Dersom ammoniakk får gjennomslag som drivstoff i cruise-næringen, bør Norge ta sikte på å etablere en fyllinfrastruktur for ammoniakk for norsk og arktisk cruise-trafikk baser på norskprodusert utslippsfri hydrogen.

3.3 utfordringer

En av hovedutfordringene for introduksjon av hydrogen i vegtransport vil være kostnadene forbundet med utbyggingen av hydrogenstasjonene. En studie utført av SINTEF og NTNU²⁴ viser at en hydrogenstasjon bør ha en utnyttelsesgrad på omtrent 75 prosent for at den skal være lønnsom. Tilsvarende studier utført ved IFE bekrefter dette og viser at det også er viktig å ha en høy utnyttelsesgrad på det tilhørende vannelektrolyseanlegget, som enten kan være installert lokalt (*on-site*) eller sentralt (*off-site*).

Erfaringene fra driften av de første hydrogenstasjonene i Norge og andre land i Europa viser at utnyttelsesgraden er relativt lav for hydrogenstasjoner for personbiler, sammenlignet med påfyllingssystemene for busser. Hydrogenstasjonene for personbiler krever trykksetting av hydrogen til 700 bar og fylletider på 3-5 minutter, noe som er svært kostnadsdrivende. Hydrogenpåfyllingssystemer for busser og lastebiler kan designes for 350 bar og lengere fylletider, noe som reduserer kostnadene (ref Ulleberg og Hancke, 2018). Det totale hydrogenforbruket vil også være mye høyere for flåter med busser og lastebiler, noe som også legger til rette for mer kostnads-effektiv hydrogenproduksjon (skalaeffekter).

22 <https://e24.no/boers-og-finans/nel-asa/spetalen-selskapet-nel-investerer-millionbeloep-i-ny-hydrogenfabrikk/23651482>

23 <https://nelhydrogen.com/press-release/constructing-the-worlds-largest-electrolyzer-manufacturing-plant/>

24 Tomasgard, A., Møller-Holst S., Thomassen M. S., Bull-Berg H., Damman S., Bjørkvoll, T.H. (2016). Nasjonale rammebetingelser og potensial for hydrogenproduksjon i Norge. *SINTEF Rapport A27350*, Trondheim, Norway.

Dersom hydrogen skal anvendes i stor skala innen maritim transport så må det etableres effektive produksjons- og distribusjonssystemer. IFE og SINTEF har nylig utført studier som viser at en hydrogendrevet hurtiggående passasjerbåt på noen gitte samband ha et hydrogenforbruk på 400-500 kg/dag, som tilsvarer det totale daglige hydrogenforbruket til ca. 15-20 brenselcelledrevne bybusser. Det finnes i dag ca. 100 hurtiggående passasjerbåter i Norge. Omlag halvparten bør potensielt kunne konverteres til hydrogendrift.

Tidlige verdikjeder vil være preget av små volum. Samspill mellom ulike transportsegment og andre bruksområder som industri, vil være viktig for å raskt få volum som er store nok til å gi kommersielt potensiale og bygge et marked.

Flere mulige teknologier finnes for maritime transportverdikjeder. Trykksatt hydrogen, kjølt flytende hydrogen og ammoniakk er eksempel. Det er naturlig at Norge faller ned på løsninger som samsvarer med det internasjonale aktører vil velge, både fra et effektivitetsperspektiv og med tanke på å eksportere kommersielle løsninger.

Standarder lagring, transport og bruk med fokus på risiko og sikkerhet vil være viktige for implementering av hydrogenverdikjeder. Her vil regulering og internasjonalt samarbeid om standarder spille en nøkkelrolle. Som et eksempel vil godkjenning og sertifisering av maritime hydrogenløsninger være kritisk for tidlige maritime hydrogenverdikjeder.

3.4 anbefalinger

3.4.1 Forskning og utvikling

Forskning som ser på omstillingsstier til nullutslipp transport bør støttes.

- Det vil være sentralt at virkemiddelbruk og teknologivalg rundt infrastruktur som gjøres i dag støtter opp om både utslippsmål for 2030 og nullutslipp i 2050.
- Det vil også være sentralt å få mer kunnskap om design av effektive verdikjeder for produksjon og distribusjon av hydrogen som samspiller mellom flere etterspørselssegment, både i transport, industri og for eksport.

3.4.2 Virkemiddel og prioriteringer

I perioden fram til 2030 viser studier fra NTNU, IFE og SINTEF at hydrogen vil spille en rolle i vegtransport særlig for gods og varetransport og særlig på lange distanser. Samtidig ser vi at hydrogenløsninger er i ferd med å testes ut for maritim transport nær kysten. Vi mener derfor at det på kort sikt bør fokuseres på virkemiddel og politikk som fremmer kostnads-effektive verdikjeder og helhetlige og langsiktige planer for produksjon, distribusjon og bruk av hydrogen i de mest relevante transportsegmentene for Norge: Vare- og godstransport på vei og nærskipstrafikken.

- På kort sikt bør det fokuseres på å etablere hydrogenstasjoner og sørge for en kommersiell utrulling av hydrogendrevne personbiler (for taxi eller andre flåteanvendelser og langdistanse), busser, varebiler og lastebiler (2020-2030). For personbiler bør tiltak i hovedsak rettes mot kunder med behov for lang rekkevidde, taxi og andre flåteanvendelser.

- Hydrogenbiler bør fritas for bompenger og ha tilgang til kollektivfelt fram til 50 000 biler er registrert i Norge, uavhengig av hva som blir bestemt for elbiler.
- Det bør gradvis etableres produksjon og distribusjon av hydrogen for ferger, hurtigbåter, og andre større skip.
- Lønnsomhet i hydrogenverdikjeder krever volum. Det vil derfor være gunstig å se utviklingen av etterspørsel for hydrogen i vegtransport, maritim transport og industri i sammenheng, slik at distribusjonsløsninger og produksjonsløsninger gradvis kan skaleres til å dekke nødvendig volum i ulike sektorer. Dersom man også lykkes med å etablere hydrogeneksport kan enhetsproduksjonskostnad antagelig reduseres betydelig.
- Offentlige innkjøp bør benyttes aktivt for å skape etterspørsel etter hydrogen og redusere pris- og volumrisiko for tilbydere av hydrogen.
- Hydrogenproduksjon og distribusjon i verdikjedene vil kunne trenge investeringsstøtte og driftsstøtte fordi faste driftskostnader ikke dekkes ved inntekter fra lave initielle volum, og fordi umoden teknologi leder til høye variable kostnader.
- Det vil være naturlig å bruke virkemiddel som er spesielt designet for ulike segment som lokal varedistribusjon, lett langtransport, tung langtransport og maritim transport som tar hensyn til ulemper ved å være tidlig ute. Det vil også være naturlig å vurdere hvor konkurranseutsatt de ulike segmentene er når virkemidlene designes.
- Norge bør sammen med EU spille en nøkkelrolle arbeidet med analyser av sikkerhet, definisjon av standarder og sertifisering av maritime hydrogenløsninger







4 Hydrogen i industri

4.1 Oversikt

Det regjeringsoppnevnte ekspertutvalget *Grønn konkurransekraft* har utarbeidet veikart som blant annet beskriver hvordan utslippene av klimagasser kan kuttes mot null innen 2050, samtidig som næringene kan oppnå økt verdiskaping og nye arbeidsplasser. Blant annet prosessindustriens veikart forutsetter bruk av hydrogen som energibærer og innsatsfaktor i industriprosesser. Bruk av fornybar energi i denne omstillingsprosessen gjør fremstilling og bruk av hydrogen til en viktig klimateknologi. Ved tilgang på ren energi er det mulig for industrien å redusere prosessutslippene sine, for eksempel ved overgang fra kull til hydrogen som reduksjonsmiddel. Dette er områder som er kompliserte å avkarbonisere, fordi elektrifisering ikke er en mulighet, og bruk av hydrogen er en av få alternative muligheter.

Hydrogen Councils mål for 2050 er at 12 prosent av verdens industrielle energibehov dekkes av hydrogen. For varmebehov spesifikt er målet at hydrogen dekker 23 prosent av høyverdige varmebehov, 8 prosent av varmebehovene på «mellomkvalitets-nivå» og 4 prosent av lavverdige varmebehov.²⁵ Dette skal redusere CO₂-utslipp med om lag 1000 millioner tonn per pr år.

Industrielt bruk av hydrogen har et betydelig hjemmemarked i Norge, samtidig som potensialet i Europa og globalt er enormt. Dette kan gi betydelige muligheter for Norge.

Hydrogen har et stort og bredt industrielt anvendelsesområde. Det brukes i mange ulike industrier, fra kjemiske og petrokjemiske til metallurgiske industrier, men også i elektronikk- og glassindustri. Hydrogen brukes hovedsakelig som reaktant i forskjellige prosesser, men den brukes også som brensel i romfart, i varmebehandling av metaller eller for dets lave viskositet og tetthet i kjøling av elektriske generatorer. Hydrogenbruken i raffineringsindustrien har økt betydelig i de siste tiårene primært på grunn av den økende bruken av tungolje som inneholder høyere konsentrasjoner av svovel og nitrogen, men også for å oppfylle gradvis strengere utslippskrav. Hydrogen, sammen med nitrogen fra luft, er hovedmediet i fremstilling av ammoniakk, primært for produksjon av kunstgjødsel, urea og andre nitrogenholdige forbindelser. Det er også en viktig byggestein i produksjon av metanol som har en rekke anvendelser, blant annet som råstoff for ulike polymere.

Hydrogenproduksjon kan deles inn i tre hovedkategorier:

1. Hydrogen produsert on-site og konsumert av samme bedrift, som representerer majoriteten av alt hydrogen produsert (Captive Hydrogen)
2. By-produkt Hydrogen, gjenvunnet i noen store industrier som stål- og kloralkaliproduksjon
3. Hydrogen produsert som salgskjemikalie, ofte referert som Merchant Hydrogen. Hovedprodusentene her er Air Liquide, Air Products, Linde, Praxair og Messer.

²⁵ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/buildings>

Ca. 75 prosent av hydrogenet brukt i raffinerier på verdensbasis er levert av storskala hydrogenanlegg som genererer hydrogen fra naturgass eller andre fossile brensel.

På verdens basis, brukes ca. 52 prosent av total mengde Captive Hydrogen for ammoniakkproduksjon, ca. 28 prosent i raffinerier og ca. 20 prosent for metanolproduksjon. Felles for disse tre industrielle applikasjonene er at hydrogenkilden er fossil, typisk naturgass, som konverteres til hydrogen via damp-reformering- og vanngass skift prosessene, med følgende betydelige CO₂ utslipp.

Ca. 75 prosent av hydrogenet bruk i raffinerier på verdensbasis er levert av storskala hydrogenanlegg som genererer hydrogen fra naturgass eller andre fossile brensel. Ca. 85 prosent av alt hydrogen produsert i verden er fremstilt hovedsakelig via reformeringsprosesser og de resterende 15 prosent fra elektrolyse og andre industrielle prosesser.

Følgende tabell viser hydrogenproduksjon og forbruk på verdensbasis i 2013 per type produksjon og industri.

Total hydrogenproduksjon (Millioner metrisk tonn/år)		Total hydrogenforbruk (Millioner metrisk tonn/år)	
Captive Hydrogen	60,05	Oljeraffinering	33,55
By-product Hydrogen	31,23	Ammoniakkproduksjon	30,93
Merchant Hydrogen	6,16	Koks/stål produksjon	15,37
		Metanolproduksjon	12,19
		Andre	5,40

Kilde: Hydrogen Production US and Worldwide 2013, CryoGas International, April 2015

I Norge, er hydrogen brukt hovedsakelig for ammoniakk-, salpetersyre og kunstgjødselproduksjon (YARA, Porsgrunn), for metanolproduksjon (Equinor, Tjelbergodden), og i oljeraffinering (Equinor, Mongstad og ExxonMobil, Slagentangen). Disse tre anvendelsesområde bruker naturgass eller oljefraksjoner som hydrogenkilde og bidrar til CO₂ utslipp. For å redusere sine CO₂ utslipp kan disse industriene integrere CO₂ fangst og lagring. For ammoniakkproduksjon og oljeraffinering vil fornybart hydrogen også være et alternativ, hvis denne produksjonsruten blir konkurransedyktig.

Bruk av ren hydrogen i energiintensive industrier som baserer seg på fossile energikilder og dermed slipper ut betydelige mengder CO₂, åpner muligheter for grønnere produkter og en omlegging av produksjonen. Oljeraffinerier, olje- og gassplattformer, petrokjemiske prosesser, jern og stålproduksjon, ferrolegeringsproduksjon, og i mindre grad aluminium- og ikke-jernholdig metallproduksjon er eksempler på industrier hvor rent hydrogen, enten fra fossile brensel med CO₂-håndtering eller fra fornybar energi (via vannelektrolyse), kan brukes.

Konkrete eksempler på dette i Norge er TiZir Titanium & Iron AS som planlegger å erstatte kull med hydrogen i titanoksidproduksjonen. Lignende løsninger kan implementeres i ferrosilisium-industri (Elkem, Finnfjord, Eramet Norway, Wacker Chemicals Norway). Andre alternativer for disse er erstatning av fossilt kull med bio-kull og/eller CO₂-håndtering. Andre norske industrier som aluminiumproduksjon (utenfor Norge) vurderer også bruk av hydrogen som brensel for kraft-

De forskjellige industrielle anvendelsesområdene for hydrogen er oppsummert i følgende tabell.

Anvendelsesområde	Prosesser	Produkter / applikasjoner
Hydrogen som kjemisk reaktant		
Ammoniaksyntese	Dampreforming, vanngass skift, Haber-Bosch	Ammoniakk, urea, nitrogenholdige kjemikalier, kunstgjødsel
Oljeraffinering	Hydrokraking, hydroprosessering (svovel og nitrogen fjerning)	Raffinerte lette hydrokarboner
Metanolsyntese	Dampreforming, vanngass skift	Metanol, formaldehyd, eddiksyre, metyl tert-butyleter, polymere
Hydrogenering av olje og fett	Hydrogenering	Alkaner, alkoholer, aminer, trans-fett
Elektronikk / halvledere	Reduksjon av silisium tetraklorid, epitaksi	Silisium, polysilisium, halvledere, solceller
Direkte reduksjon av jernmalm	Syntesegassproduksjon, reduksjonsprosess	Jern, stål
Hydrogen som oksygen fjerner		
Metallurgisk varmebehandling	Reaksjon med oksygen	Annealing, sintring
Kjernerkeftindustri	Reaksjon med oksygen	Korrosjonsbeskyttelse
Glassproduksjon	Beskyttende atmosfære	Flatt glass
Hydrogen som brensel		
Romfartsindustri	Forbrenning	Rakettdrivstoff
Kraft- og varmeproduksjon	Elektrokjemisk prosess i brenselceller	Kraft, varme
Hydrogen som kjølemedium		
Elektriske generatorer	Friksjonsreduksjon	Kjøling

og varmeproduksjon i sine prosesser. Den norske olje- og gassindustrien ser også nærmere på hydrogen som en gjennomførbar løsning for å redusere sine CO₂ utslipp betydelig, ved å øke bruken av hydrogen i sine prosesser, men også for kraftproduksjon offshore.

En økning av hydrogenproduksjon på industrielle steder i Norge vil ikke bare resultere i grønne produkter og reduserte CO₂ utslipp. Det åpner også for eksportmuligheter, primært til Europa, av rent hydrogen (uten CO₂-utslipp).

Hydrogen til industriell varme

Hydrogen kan anvendes til oppvarmingsformål i form av direkte forbrenning av hydrogen og hydrogenholdige gassblandinger, eller som spillvarme fra brenselceller for kombinert elektrisitets-

og varmeproduksjon. Ettersom hydrogen er et høyverdig produkt (energi med høy kvalitet) bør forbrenning av hydrogen forbeholdes prosesser som krever høytemperatur varme, og der det ikke er mulig å finne andre gode klimanøytrale løsninger. Lavtemperatur oppvarmingsformål bør dekkes med andre løsninger (f.eks. solvarme, varmepumper).

Varmebehov i norsk industri

I 2016 var den totale energibruken i norsk industri om lag 76.5 TWh (kilde: SSB, <https://www.ssb.no/energi-og-industri/artikler-og-publikasjoner/lavere-energibruk-i-industrien>).

Nær 70 prosent av energibruken i norsk energi brukes i kraftintensiv industri, og fordelingen av energibærere er 45 TWh elektrisitet, 15 TWh gass, 9 TWh kull, 3 TWh petroleumsprodukter, 3 TWh biomasse og avfall og 1 TWh fjernvarme og damp.

De mest nærliggende bruksområdene for hydrogen er å erstatte gass, kull og petroleumsprodukter som blir brukt til oppvarmingsformål og til høytemperatur prosessvarme. Der elektrisitet brukes direkte til oppvarming og varmepumper ikke kan skaffe varme av tilstrekkelig kvalitet, kan hydrogen vurderes dersom energikilden er avkarbonisert naturgass. Konvertering av kraft til hydrogen og tilbake til varme gir lav totalvirkningsgrad, men kan vurderes i sammenheng med energilagring av overskuddskraft bak flaskehalsen i kraftnettet eller fra lokal produksjon som ikke er tilknyttet kraftnettet.

4.2 Muligheter

Når verdens industri gradvis skal omstilles til nullutslipp de neste 30 år, vil hydrogen spille en sentral rolle. Dersom Norge utvikler konkurransedyktig hydrogenproduksjon fra fornybar energi og naturgass med CCS, vil det gi muligheter for norsk industri innenfor områder som gjødsel, metanol, stålproduksjon, metallurgi, raffinering og som erstatning for naturgass i annen høytemperatur industri. Det er sannsynlig at industri vil etablere seg i områder med billig og ren energi, og i noen sektorer vil tilgang på utslippsfri hydrogen eller ammoniakk være et viktig konkurransefortrinn. Hydrogen kan være en nøkkelfaktor i Norges ambisjon om å skape grønn industrivekst og i omstillingen av norsk prosessindustri.

Industriell bruk av ren hydrogen er et område hvor det er et betydelig potensial for et hjemmemarked, og hvor Norge kan være et foregangsland for teknologiutvikling og utrulling. Dette kan også gi muligheter for eksport av norsk teknologi til det internasjonale markedet, hvor potensialet er meget stort. Produksjon av store volumer hydrogen fra norsk naturgass til bruk i industrielle applikasjoner vil kunne gi en vesentlig verdiøkning for det norske fullskalaprojektet for CO₂-håndtering, ved reduserte enhetskostnader for CO₂-lagring.



4.3 utfordringer

Hydrogen som innsatsfaktor til industri vil kreve stabile leveranser i stort volum. Skal man få til utslippsfri industri må man også ha på plass CCS-infrastruktur, både knyttet til hydrogenproduksjon fra naturgass og til lagring av CO₂ fra prosesser hvor CO₂-produksjon er uunngåelig, for eksempel sementproduksjon. Dette gir både muligheter og utfordringer siden omstillingen må skje samtidig som industriens lønnsomhet må i varetas. Dette er bransjer som er utsatt for karbonlekkasje. Utfasing av industri i Norge på grunn av for høyt kostnadsnivå vil med stor sannsynlighet føre til at volumene erstattes med produksjon fra land med lavere utslippskostnader eller uten krav til utslippsreduksjon.

Det vil også være usikkerhet knyttet til hvorvidt markeder for store volumer hydrogen vil etableres, og om for eksempel EU vil ønske å importere norsk hydrogen, noe som øker det europeiske markedets avhengighet av import av energi.

Det er betydelige FoU-utfordringer knyttet til bruk av hydrogen i nye industriapplikasjoner. Bruk av hydrogen som reduksjonsmiddel i metallurgiske prosesser er ikke moden teknologi og krever vesentlig forskningsinnsats. Bruk av hydrogen for industriell varme vil kreve videre FoU innen forbrenningsteknologier for hydrogen.

4.4 anbefalinger

4.4.1 Virkemiddel og prioriteringer

Vi anbefaler at man ser på samspillet mellom ulike kortsiktige virkemiddel som sikrer at omstillingen av industrien starter tidlig, men fortsatt kan være konkurransedyktig for å utflagging av produksjon.

- Støtteordninger bør være rettet mot teknologiutvikling og kompensasjon for tidlig implementering av umoden teknologi.

Samtidig bør støtteordningene koordineres tett med langsiktig forskning og innovasjonsrettet forskning på mellomlang sikt.

- Det vil være sentralt at alle disse virkemidlene går inn i en koordinert omstilling av industrien til lavutslipp, der forskningen fokuserer på å få effektiviteten opp og kostnadene ned, mens omstillingsstøtten bygger opp under den langsiktige utviklingen samtidig som den sikrer konkurransekraft.

4.4.2 Forskning og utvikling

- Det bør støttes opp rundt FoU for industriell bruk av hydrogen innen ikke-tradisjonelle områder: metallurgiske prosesser og for varme. Ved å ta en ledende rolle her, kan Norge og norsk industri komme i førerretet og etablere et betydelig hjemmemarked som senere kan bringes ut globalt.
- Bruk av hydrogen for industriell varme vil kreve videre FoU innen forbrenningsteknologier for hydrogen.





5 Hydrogen og oppvarming av bygg

5.1 Oversikt

Hydrogen kan anvendes til oppvarmingsformål i EU i form av direkte forbrenning av hydrogen og hydrogenholdige gassblandinger, eller som spillvarme fra brenselceller for kombinert elektrisitet- og varmeproduksjon. Norske husholdninger varmes primært elektrisk eller gjennom fjernvarmenett, og bruk av hydrogen for oppvarming vil ikke bli et stort marked i Norge. I Europa varmes derimot store deler av bygningsmassen i dag ved hjelp av naturgass. Energibruk i bygninger står for om lag 40 prosent av energiforbruket og 36 prosent av CO₂-utslippene i EU-landene²⁶. Om lag 1800 TWh naturgass brukes til oppvarming hvert år i EU (kilde: Eurostat). Det er 50 prosent mer enn den årlige norske naturgassproduksjonen.

Innen dette segmentet finnes det et betydelig potensial for bruk av hydrogen. For Nord-England har dette potensialet blitt utredet i detalj av aktører som Northern Gas Networks og Equinor²⁷. Rapporten fra Northern Gas Networks beskriver hvordan 3.7 millioner husholdninger og 40 000 bedrifter kan gå over fra å bruke naturgass til hydrogen innen 2034, og 12 millioner flere husholdninger innen 2050. Ved å bruke tilnærmet utslippsfritt hydrogen kan mer enn 80 prosent av Storbritannias (UK) reduksjonsmål innfris. Dette og tilsvarende prosjekter kan bli vesentlige eksportmarkeder for hydrogen produsert fra norske naturressurser. For å imøtekomme dette, må Norge være rustet til å kunne eksportere store volumer hydrogen til europeiske markeder.

5.2 Muligheter

Hydrogen som fremtidig energibærer i varmesektoren har et betydelig potensiale i Europa, og muliggjør fortsatt bruk av eksisterende gass infrastruktur i flere tiår fremover. Dette kan være en kostnadseffektiv løsning for europeiske konsumenter sammenlignet med andre alternativer for å avkarbonisere varmebehovet i næring og husholdninger. Elektrifisering av varmesektoren, som kan være et alternativ, vil for mange land føre til store infrastrukturinvesteringer. Store mengder fornybar kraftproduksjon vil også føre til behov for økt fleksibilitet, og samspillet med andre energibærere i varmesektoren kan være en slik ressurs. Europeisk bruk av hydrogen i varmesektoren er for Norge en mulighet til å videreføre en betydelig verdiskaping fra norske naturressurser.

²⁶ <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-efficiency/buildings>

²⁷ <https://www.northerngasnetworks.co.uk/2018/11/23/hydrogen-blueprint-unveiled-to-make-over-3-7-million-homes-near-emission-free-by-2034/>

5.3 utfordringer

Hydrogen som energibærer i industri og husholdninger har flere utfordringer, både teknologiske, økonomiske og omdømmemessig karakter. Teknologisk er det behov for videreutvikling av kostnadseffektive gass infrastrukturløsninger som leverer en sikker og god leveranse av hydrogen til konsumentene. Det er nødvendig å jobbe videre med utvikling av gode løsninger for brennere av hydrogen og blandinger av hydrogen/naturgass, og en må utvikle en god forståelse av kost nytte sammenlignet med øvrige alternativer. Videre må dette kombineres med kostnadseffektive løsninger for karbonfangst og lagring (CCS). Omdømmet til hydrogen er fremdeles krevende, og det er derfor nødvendig å videreutvikle faktabasert underlag for kommunikasjon til allmenheten.

5.4 anbefalinger

Det anbefales å arbeide med forskning og utvikling av kostnadseffektive løsninger for transport og distribusjon av hydrogen og hydrogen/naturgass blandinger. Dette vil gjøre det mulig å etablere forretningsmodeller for naturgass, CCS, hydrogen som legger til rette for oppvarming av bygg i Europa.



I Europa varmes derimot store deler av bygningsmassen i dag ved hjelp av naturgass. Energibruk i bygninger står for om lag 40 prosent av energiforbruket og 36 prosent av CO₂-utslippene i EU-landene. Hydrogen som fremtidig energibærer i varmesektoren har et betydelig potensiale i Europa, og muliggjør fortsatt bruk av eksisterende gassinfrastruktur i flere tiår fremover.







6 Hydrogen og kraftsektoren

6.1 Oversikt

Hydrogen har potensial til å spille en stor og avgjørende rolle i overgangen til null-utslipps kraftproduksjon ved å erstatte forbrenning av naturgass med hydrogen eller hydrogenblandinger. I tillegg kan fornybar overskuddskraft videreføres til hydrogen, som nevnt tidligere. Årsaken til at denne typen teknologier kan spille en rolle i framtiden, er et økende behov for fleksibilitet. På denne måten kan produksjonskapasitet planlegges for å balansere fornybar kraft.

Hydrogen som drivstoff kan gjøre det mulig å bytte fra naturgass til høyeffektive gassturbiner som drives på rent hydrogen eller en naturgass-hydrogenblanding. De store mengdene hydrogen som trengs innebærer produksjon av hydrogen ved dampreforming eller ammoniakk i kombinasjon med CCS, som potensielt kan gi storskala utslippsfri kraftproduksjon. Bytte av naturgass med hydrogen / hydrogenblandinger kan potensielt gi en betydelig reduksjon i globale klimagasser og bidrar dermed til å løse noen av de viktigste samfunnsmessige utfordringene for Norge og EU igjennom å bidra til global utslippsreduksjonen. Slik det ble avtalt i COP21.

I henhold til fornybardirektivet fra 2007²⁸ har EU forpliktet seg til å redusere klimagassutslippene og forbedre energi effektiviteten til nivåer som er satt av «20–20–20» -målene, noe som resulterte i et betydelig skift i energibruk fra olje og kull til gass ved bruk av moderne gassturbiner.

I dag står fossilt brensel for 40 prosent av total kraftproduksjon i EU, hvorav 48,7 prosent kommer fra forbrenning av naturgass, kull og olje. Kjernekraft og fornybare energikilder står for henholdsvis 26 prosent og 26 prosent²⁹.

2030-målet til EU er en fornybar andel på 27 prosent, samtidig som utslippene av drivhusgasser skal reduseres med 40 prosent sammenlignet med 1990-nivå. Dette betyr at forbrenningsteknologier med lavt CO₂-utslipp som for eksempel gassturbiner er avgjørende på kort til mellomlang sikt for å redusere CO₂ utslipp, samtidig som en øker bruken av fornybare energikilder. Nye innovasjoner som kan akselerere innføringen av fleksibel, lav-karbon kraftproduksjon er en del av de 10 tiltakene for å «Fremskynde energiomstillingen og skape jobber og vekst» beskrevet i EU's strategiske energiteknologiplan SET-plan³⁰.

Dagens moderne gasskraftverk (Combined cycle) kan gi opptil 350 MW per enhet med over 60 prosent virkningsgrad. Gassturbiner har et bredt driftsområde med stor fleksibilitet som gjør at en kan brenne ulike drivstoff som for eksempel syntesegass, avgasser, biodrivstoff og hydrogenblandinger. Gassturbiner kan levere nullutslippskraft og varmeproduksjon ved bruk av karbonfrie brennstoffer, som hydrogen og/eller hydrogen-nitrogen-ammoniakkblandinger, gjennom forholdsvis små modifikasjoner av forbrenningssystemet og maskinvarekomponenter i motoren. Forbrenning av rent hydrogen er enda ikke kvalifisert for gasskraftverk fordi nåværende turbiner er

28 Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC

29 https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_production,_consumption_and_market_overview#Electricity_generation

30 <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/technology-and-innovation/strategic-energy-technology-plan>

optimalisert for naturgass. Fortynning av hydrogen, med nitrogen eller damp tilsatt til brennstoffstrømmen er en veletablert praksis som kan adressere noen av utfordringene knyttet til hydrogenforbrenning. Disse grunnleggende problemstillingene gjelder også for store marine forbrenningsmotorer som kan utvikles/ombygges for å forbrenne hydrogen eller ammoniakkblandinger.

6.2 Muligheter

For Norge vil utvikling av hydrogenturbiner eller turbiner som brenner blandinger av hydrokarbon og hydrogengass kunne bli en fremtidig markedsmulighet for naturgass. Dette forutsetter at en også lykkes med å redusere kostnaden på fangst, transport og lagring av CO₂ betydelig i årene fremover.

Som nevnt i tidligere kapittel kan hydrogen fra elektrolyse benyttes som en kilde til fleksibilitet i kraftsektoren ved å konsumere overskuddskraft. I et system som nærmer seg 80-100 prosent fornybar energi vil det i perioder være enorm overskuddsproduksjon av strøm. I en slik situasjon vil hydrogen fra elektrolyse være en av flere teknologier som kan brukes for å tilføre systemet fleksibilitet. Per i dag er det ikke lønnsomt å benytte dette hydrogenet tilbake i kraftsystemet når det er underskudd. Både teknologiutvikling på turbiner, reduksjon av kapitalkostnader ved elektrolyse og mer variabilitet i priser kan endre denne situasjonen.

6.3 Utfordringer

Utvikling av kostnadseffektive verdikjeder for hydrogen med CO₂ håndtering som en del av kraftsystemet er krevende og forutsetter at en lykkes med betydelig kostnadsreduksjon i alle ledd i verdikjeden. I tillegg må en løse utfordringene knyttet til hydrogenforbrenning i turbiner, samt NOx-utfordringen. Utvikling av integrerte verdikjeder for naturgass, hydrogen, CCS og fornybar kraft trenger mer forskning. Samspillet med industrielle verdikjeder og vurdering av optimal lokalisering av hydrogenproduksjon, for å minimalisere samfunnskostnaden er her et viktig element.

6.4 Anbefalinger

I tillegg til anbefalingene fra kapittel 2, anbefales det å forske på samspillet mellom naturgass, hydrogen, CCS og fornybar kraft for å balansere europeiske kraftmarkeder.

Denne rapporten er basert på forskning i FME CenSES, FME MoZEES, NTNU, SINTEF og IFE.

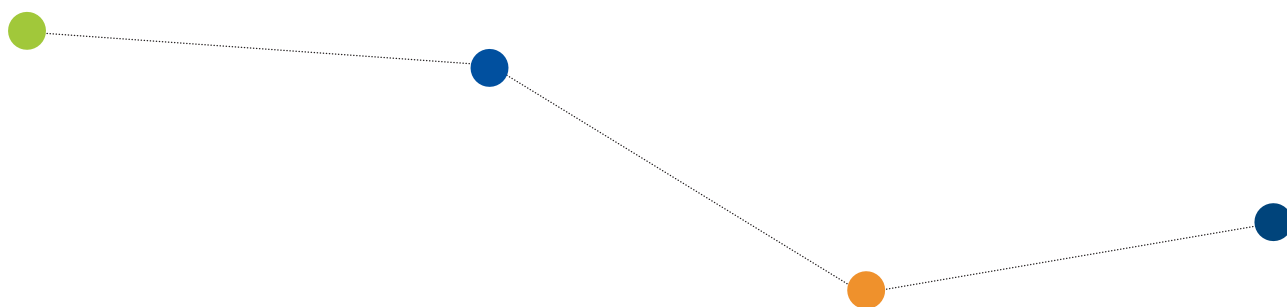
Forskningen ved NTNU, SINTEF og IFE omfatter både grunnleggende, anvendt forskning og faglig støtte til markedsimplementering. Mange av aktivitetene ved disse tre institusjonene koordineres i ulike forskningssentre for miljøvennlig energi (FME) der det etableres langsiktig og målrettet forskning for å løse utpekte utfordringer på energi-og miljøområdet.

Disse FoU-aktivitetene er tett koblet opp mot ny nasjonal forskningsinfrastruktur (Norwegian Fuel Cell and Hydrogen Centre) finansiert av Forskningsrådet der det overordnede målet er å stimulere norsk og europeisk innovasjon i hele hydrogenverdikjeden og fremme ny utvikling av hydrogen- og brenselcelle-teknologi.

I tillegg sørger deltakelse i ulike forskningsprosjekter i EUs programmer for teknologiutvikling og demonstrasjon av hydrogenteknologi i transport og energisystemer og en rekke forskningsprosjekter direkte mot industri, eller med støtte fra Forskningsrådet, for utvikling av kunnskap og teknologi for fremtidige hydrogen verdikjeder.

FME CenSES (Centre for Sustainable Energy Studies) utfører forskning som bidrar til et bedre faktagrunnlag for offentlige og private beslutningstakere i grenseflaten mellom klima-, energi- og industripolitikk. Hovedmålet er å styrke forståelsen av de økonomiske, politiske, sosiale og kulturelle sidene ved utvikling og innføring av ny fornybar energi og miljøteknologi. CenSES er et samarbeid mellom NTNU, Høgskulen på Vestlandet, IFE, NHH, SINTEF, SNF, UiO og Vestlandsforskning. CenSES har 20 partnere fra industri og forvaltning. NTNU er vertskap for FME CenSES.

FME MoZEES (Mobility Zero Emission Energy Systems) har som hovedformål å bidra til utvikling av nye batteri- og hydrogenmaterialer, -komponenter og -systemer for eksisterende og framtidige applikasjoner innen transportsektoren (vei, bane og sjø). Forskningssenteret skal bidra til design og utvikling av sikre, pålitelige og kostnadseffektive nullutslippsløsninger for transport. MoZEES er et samarbeid mellom fire forskningsinstitusjoner (IFE, SINTEF, TØI og FFI): tre universiteter (UiO, NTNU og HSN), syv offentlige partnere, tre private interesseorganisasjoner og 22 nærings- og industripartnere, inkludert leverandører av materialer, nøkkelkomponenter, teknologi, og systemer innen batterier og hydrogen. IFE er vertskap for FME MoZEES.

**Forfattere:**

Asgeir Tomasgard (NTNU, redaktør)
Edd Anders Blekkan (NTNU)
Per Ivar Karstad (NTNU)
Steffen Møller-Holst (SINTEF)
Sigmund Størset (SINTEF)
Øystein Ulleberg (IFE)

David Berstad (SINTEF)
James Dawson (NTNU)
Terese Løvås (NTNU)
Petter Nekså (SINTEF)
Kyrre Sundseth (SINTEF)

Odne Stokke Burheim (NTNU)
Kari Aamodt Espegren (IFE)
Julien Meyer (IFE)
Bruno G. Pollet (NTNU)
Magnus Thomassen (SINTEF)