



Hydrogen – muligheter og hindringer for en ny norsk eksportnæring

Av Haakon Riekeles og Simon Seland

Innledning

Tempoet og uforutsigbarheten i den internasjonale klimaomstillingen skaper stor usikkerhet om fremtiden til Norges olje- og gassreserver. I en situasjon der verden omstiller seg raskt, risikerer man at lave olje- og gasspriser gjør utvinningen ulønnsom. Produksjon av hydrogen fra naturgass har blitt foreslått som en «redning» for norsk sokkel i en slik situasjon. Ved å produsere såkalt *blått hydrogen*, hydrogen fra gassreforming med karbonfangst og -lagring, kan den klima-fiendtlige petroleumsproduksjonen potensielt bli en lønnsom klimaløsning for Norge. Produksjon av *grønt hydrogen*, hydrogen fra fornybar energi, kan potensielt bli en kilde til etterspørsel og økt lønnsomhet for norsk kraft. I dag er markedet for hydrogen lite, men interessen er økende og hydrogen lanseres som et nullutslippsalternativ på stadig flere områder. Tyskland og EU har nylig utarbeidet hydrogenstrategier, med store ambisjoner om økt bruk av hydrogen fra fornybare

kilder, som en sentral del av politikken for å nå klimamålene de har satt. Dette er en mulighet for Norge, som har gode forutsetninger for å tilby energien som kreves for at europeiske hydrogenambisjoner nås. Men det er også en trussel mot Norge, ettersom hydrogen er tenkt å erstatte viktige kilder til etterspørsel etter norsk gass, særlig innen industri.

EU legger opp til å i all hovedsak satse på grønt, heller enn blått, hydrogen, selv om kraftmiksen i Europa tilsier at blått hydrogen vil ha lavere utslipp en god stund fremover. Dersom det skal bli et marked for blått hydrogen fra norsk gass i Europa, krever det at Norge satser. Dette notatet tar sikte på å belyse hydrogenets potensiale til ulike formål, og argumenterer for at produksjon av blått hydrogen kan øke lønnsomheten til norske gassressurser, samtidig som den samlede klimabelastningen blir vesentlig lavere. Det er imidlertid flere hindringer for norsk eksport av blått hydrogen som også belyses, deriblant krevende transportløsninger og mangel på et marked som sikrer at investeringer kan finne sted. Det er derfor avgjørende at det gjøres strategiske beslutninger i dag, at man forsøker å inngå langsiktige avtaler med potensielle kjøpere av norsk hydrogen som kan rettferdiggjøre de nødvendige investeringene, og at man aktivt jobber på myndighetsnivå for at blått hydrogen skal ha en plass i Europas energimiks.

Hydrogen som energibærer

Hydrogen er en energibærer. Det vil si at man kan fremstille gassen fra en energikilde, og deretter bruke energien på et senere tidspunkt. Hydrogen er hverken en fornybar eller fossil energikilde i seg selv, men kan fremstilles på hovedsakelig to måter: Det kan fremstilles fra elektrisk energi ved vannelektrolyse og med fossil energi ved en prosess kalt dampreforming. Dersom den elektriske kraften som brukes til hydrogenproduksjon er fornybar, er også hydrogenet som produseres utslippsfri. Det kalles gjerne for grønt hydrogen. Hydrogen produsert fra elektrisitet er ikke renere enn kraftmiksen der produksjonen foregår, og det er i dag få steder der kraftmiksen er helt fornybar. I dag benyttes i hovedsak gass til hydrogenproduksjon på grunn av lave produksjonskostnader. Hydrogen produseres også som et biprodukt i oljeraffinerier, og kan også produseres ved hjelp av kull. Vannelektrolyse står for kun 0,1 prosent av verdens globale hydrogenproduksjon.¹ Det er likevel forventninger om at produksjonen fra vannelektrolyse skal bli større etter hvert som prisen på fornybar energi synker. Produksjon av grønt hydrogen er også sett på som en mulighet til å utnytte overskuddskraft, for eksempel fra vindkraft, når produksjonen av kraft er høyere enn etterspørselen.

Produksjon av hydrogen fra gass frigjør CO₂ som slippes ut i atmosfæren. Det slippes ut like mye CO₂ når gass konverteres til hydrogen som om den samme gassen hadde blitt forbrent direkte. Samtidig er det et energitap i produksjonen av hydrogen, som gjør at per energienhet man får ut, er hydrogen fra gass som regel mer utslippsintensivt enn bruken av gassen direkte gitt samme bruksområde. En løsning på dette er å fange og lagre karbonet (CCS) og på denne måten få svært lave utslipp. Minst 80 prosent, og kanskje opptil 95 prosent, av utslippene er mulig å fange. Produksjon av hydrogen med lagring av CO₂ kalles gjerne blått hydrogen. Dette gjøres ikke i dag i noen særlig skala, men er en kjent teknologi. Det er enklere å ha CCS på hydrogenproduksjon fra gass, enn det er å ha CCS på et gasskraftverk som forbrenner gassen, fordi man ved hydrogenproduksjon får CO₂ i konsentrert form, i motsetning til gasskraftverk der man må skille CO₂ ut fra

røykgass med lav konsentrasjon og derfor store volumer. Hydrogen med karbonlagring kan bli mer utbredt dersom kostnaden ved å slippe ut CO₂ økes som følge av intensivert klimapolitikk, eller dersom man får på plass kostnadseffektiv CO₂-lagring i stor skala. I et slikt tilfelle kan produksjon av blå hydrogen med CCS i Norge bli lønnsomt. På grunn av store fornybare ressurser, og utsikter til et betydelig kraftoverskudd, har Norge også gode forutsetninger for produksjon av grønt hydrogen. Grønt hydrogen er kun mer klimavennlig enn blått hydrogen der kraftmiksen er tilnærmet utslippfri, noe som er tilfelle i Norge, men ikke i alle deler av resten av Europa.

Anvendelser for hydrogen

Hydrogen som energibærer har flere fordeler og mange potensielle anvendelser. I motsetning til fossile drivstoff har det ingen klimagassutslipp ved forbrenning. Hydrogen har også svært høy energitetthet per enhet masse, hvilket kan gjøre det til et egnet drivstoff. Interessen for hydrogen er særlig stor fordi det muliggjør grønne løsninger i sektorer der det er få alternative nullutslipp-løsninger. Sikkerhetskrav i forbindelse med lagring og fare for lekkasje gjør imidlertid hydrogen vanskelig å distribuere. Hydrogen har også en lavere energitetthet per volumenhet enn fossil energi, som kan være et problem for enkelte anvendelser der plassbegrensninger er viktig. Her ser vi nærmere på anvendelsen innen transport, oppvarming og industri.

Industri

Eksisterende industriell bruk av hydrogen

Hydrogen brukes allerede til flere industrielle formål i dag, som ammoniakkproduksjon, metanolproduksjon, og i oljeraffinering, der hydrogen også kan være et biprodukt. I Norge dekkes den eksisterende etterspørselen etter hydrogen i hovedsak ved at aktørene produserer det selv ved hjelp av gassreforming.² Det er derfor et stort potensial for å kutte utslipp ved å erstatte hydrogen fra gassreforming med hydrogen fra elektrolyse, eller fange og lagre CO₂-utslippene. Globalt forbrukes det årlig 70 millioner tonn hydrogen, hvorav 60-70 prosent produseres fra gass, noe som gir utslipp på omkring 830 millioner tonn CO₂.³

I ammoniakkproduksjon brukes hydrogen som råstoff. Ammoniakk har den kjemiske formelen NH₃, som betyr at det består av ett nitrogenatom og tre hydrogenatomer. Ammoniakk produseres i Haber-Bosch-prosessen, der nitrogen og hydrogen blandes under høy temperatur og trykk. Ammoniakk er en essensiell ingrediens i produksjonen av mineralgjødsel. Ved å gjøre denne hydrogenproduksjonen utslippfri, vil det kunne kuttes store mengder utslipp. Norske Yara er en stor produsent av mineralgjødsel og ammoniakk. Tidligere var en stor andel av Yaras (da Norsk Hydro) hydrogenproduksjon basert på elektrolyse fra norsk vannkraft, men det ble gradvis utkonkurrert av fossil energi. Sammen med hydrogenselskapet Nel har Yara fått støtte til et pilotprosjekt der de skal bytte ut deler av produksjonen med gassreforming med elektrolyse.⁴ Produksjon med elektrolyse er foreløpig dyrt, men dersom prisene på gass, kraft og utslipp endrer seg, kan produksjon av mineralgjødsel basert på elektrolyse igjen bli lønnsomt. Ammoniakk er et potensielt fremtidig drivstoff, blant annet i skipsfarten. Dersom det skal være et utslippsfritt alternativ er man avhengig av at hydrogenet som brukes som råstoff til ammoniakkproduksjonen også er utslippfri. Hydrogen brukes også til produksjon av metanol og andre kjemikalier, som igjen brukes i en rekke forskjellige

industrier. Metanol produseres ved å kombinere hydrogen og karbonmonoksid. Siden begge disse råstoffene kan produseres fra gass, er det den vanligste kilden.

En annen viktig kilde til etterspørsel etter hydrogen er petrokjemisk industri. Oljeraffinerier står i dag for en tredel av verdens forbruk av hydrogen. Hydrogen brukes blant annet til å redusere svovelinnholdet i oljen, og til å omgjøre tung olje til lettere oljeprodukter som kan brukes som drivstoff. Strengere miljøkrav øker behovet for å redusere svovelinnholdet i oljeprodukter. Hydrogen produseres også ved enkelte prosesser i oljeraffinerier, og en tredel av hydrogenetterspørselen til petrokjemisk industri dekkes slik av egen hydrogenproduksjon. Det resterende behovet for hydrogen dekkes av gassreforming i dedikerte produksjonsfasiliteter hos raffineriene, eller fra eksterne leverandører. Bruk av hydrogen i oljeraffinerier er ikke et bidrag til å gå mot nullutslipp, da hensikten er å produsere fossilt drivstoff. Denne kilden til etterspørsel etter hydrogen er likevel en betydelig kilde til utslipp. Ifølge IEA er 20 prosent av utslippene fra verdens raffinerier knyttet til produksjon av hydrogen, noe som tilsvarer 230 millioner tonn CO₂ per år, eller over fire ganger Norges årlige utslipp.⁵ Dersom man produserte hydrogenet petrokjemisk industri trenger på en mindre utslippsintensiv måte, ville det bidratt til lavere utslipp.

Fremtidig bruk av hydrogen i industri

Hydrogen kan bli en viktig komponent i metallurgisk industri. Produksjonen av metalliske produkter er svært energiintensiv, og bruker i dag i hovedsak fossile energikilder. For eksempel brukes 10 prosent av den globale kullproduksjonen i stålproduksjon.⁶ Til sammen står denne industrien for 7 prosent av verdens CO₂-utslipp. Kull er nødvendig som reduksjonsmiddel. Det vil si at man bruker karbonet i kull for å fjerne oksygen fra metalloksider, og på den måten få rent metall. Det gir da CO₂-utslipp. Kull brukes også som energikilde, for å oppnå de høye temperaturene som er nødvendig. Hydrogen kan brukes som reduksjonsmiddel til erstatning for kull for de fleste former for metallproduksjon.⁷ Det produserer vandamp heller enn CO₂, og er dermed et utslippsfritt alternativ.

I Sverige har selskapene SSAB, LKAB og Vattenfall gått sammen om industrisamarbeidet HYBRIT (Hydrogen Breakthrough Ironmaking Technology). Målet deres er også å lage fossilfritt stål gjennom å erstatte kokskull med hydrogen. Et pilotanlegg bygges nå i Luleå i Sverige, og målet er å ha teknologien klar innen 2035. Ifølge HYBRIT kan dette alene redusere Sveriges årlige utslipp med 10 prosent.⁸ Også store stålprodusenter som AcerlorMittal og Thyssenkrupp prøver nå ut stålproduksjon på basis av hydrogen.⁹ I Norge har Statkraft, CELSA og Mo Industripark lansert planer om å produsere hydrogen fra elektrolyse til bruk i stålproduksjon.¹⁰ Ifølge BloombergNEF er det ingen vesentlig teknologiske hindre for stålproduksjon basert på hydrogen, og hydrogen blir konkurransedyktig i stålproduksjon sammenlignet med metallurgisk kull, såfremt prisen på hydrogen er under USD 2,2 per kg.

Hydrogen kan også bli en kilde til varmeproduksjon i industri. En rekke industrielle prosesser, som smelting, gassifisering, tørking og diverse kjemiske reaksjoner, krever høye temperaturer. I dag oppnås det i hovedsak ved forbrenning av kull eller gass. Produksjon av høy temperatur, utenom stål og jernproduksjon, står globalt for årlige utslipp på 1,1 mrd. tonn CO₂. Hydrogen eller hydrogenbaserte produkter som ammoniakk, kan brukes til å generere varme, til erstatning for fossil

energi. Imidlertid gjenstår det flere teknologiske utfordringer, og hydrogen vil i de fleste tilfeller være dyrere enn andre utslippsfrie alternativer som bioenergi.¹¹

Transport

Hydrogen kan bli et svært viktig drivstoff ettersom det ikke har utslipp og genererer mye energi relativt til vekten. Hydrogen har langt høyere energitetthet enn alternativer som bensin, diesel og batterier. Høy energitetthet betyr også at hydrogen potensielt kan være svært eksplosivt og brannfarlig, og at det må stilles strenge krav til sikkerhet ved håndtering av hydrogen. Drivstofftankene i hydrogenkjøretøy må være tilstrekkelig robuste, hvilket igjen øker vekten. Derfor er ikke fordelene av høy energitetthet særlig stor for personbiler. For større kjøretøy som trenger mer energi, utgjør massen som brukes til drivstofftanken relativt til mengden hydrogen, en mindre del, og hydrogenkjøretøy blir et mer gunstig alternativ. Innen skipsfart, tungtransport, tog, og på sikt, fly, er det stor interesse for potensialet til hydrogen som drivstoff.

Skipsfart

Skipsfart er en av verdens største kilder til utslipp. Norsk utenrikskipsfart står alene for utslipp på 20 millioner tonn. Globalt kommer omtrent tre prosent av alle utslipp fra skipsfart.¹² Hydrogen og ammoniakk blir av mange løftet frem som det mest realistiske alternativet for nullutslippsløsninger i skipsfart. Hydrogen kan både benyttes i flytende form og i komprimert form som gass. I flytende form tar det mindre tid å fylle opp tanken og energitettheten er høyere, men det har større sikkerhetsutfordringer og er vanskeligere å produsere og distribuere enn i komprimert form. I Norge skal sambandet Hjelmeland-Nesvik-Skipavik fra og med 2021 driftes av en hydrogen-elektrisk ferge som skal gå minst halve tiden på hydrogen.¹³ Ettersom fergen vil gå på strøm resten av tiden, vil reisen bli helt utslippsfri.

Et annet lovende nullutslippsdrivstoff for skip er ammoniakk. I 2020 ble det klart at det norske offshorefartøyet Viking Energy vil bli bygget om for å kunne gå på ammoniakk. Ettersom ammoniakken skal produseres fra fornybar energi vil skipet ha null utslipp.¹⁴ Ammoniakk er, som beskrevet over, et produkt hvis viktigste råstoff er hydrogen.

Veitransport

I 2019 var det kun registrert 146 hydrogenpersonbiler i Norge. Til sammenligning var det tilsvarende tallet for elbiler mer enn 260 000.¹⁵ Mangel på fyllestasjoner, få bilmodeller og billigere el-biler er noen av årsakene til det lave antallet. Hydrogen kan bli et mer konkurransedyktig alternativ blant tyngre kjøretøy, som busser og tungtransport. I store kjøretøy er hydrogen både lettere og mindre plasskrevende enn batteriteknologi. I tillegg tar det lengre tid å lade batterier, hvilket er en stor ulempe for nyttekjøretøy. Per 2019 er det kun én hydrogenlastebil registrert i Norge, og kun fem hydrogenbusser som alle er tilhørende Ruter.¹⁶ Det er likevel store forventninger til utviklingen av hydrogenlastebiler fremover, og flere norske selskaper som Asko, Tine og Felleskjøpet har allerede bestilt kjøretøy som snart kommer på norske veier.

Tog

I Tyskland er verdens første hydrogendrevne togrute satt i drift, og flere andre land har planer om å følge etter. Å bytte fra dieseldrevne til hydrogendrevne tog, vil kunne kutte store mengder

utslipp over hele verden. I Norge går allerede de fleste tog på strøm og det vil ikke være aktuelt å bytte til hydrogenløsninger på disse, men Jernbanedirektoratet utreder det som ett av flere mulige alternativer på ikke-elektrifiserte strekninger.¹⁷

Luftfart

Hydrogen vil også kunne anvendes som drivstoff i fly. Ettersom batterier er svært tunge er hydrogen et mer attraktivt nullutslippsalternativ for større passasjerfly. Ifølge Sintef vil hydrogenfly være mest aktuelt på korte og mellomlange distanser, mens langdistanseflyvningene fortsatt vil benytte gassturbiner.¹⁸ I Tyskland har allerede det tyske luft- og romfartssenteret (DLR) bygget et lite hydrogenfly med plass til fire passasjerer med rekkevidde på inntil 750 kilometer. DLR er nå i gang med å utvikle større hydrogenfly, og ser blant annet på muligheten for å bygge et fly med plass til hele 40 passasjerer.¹⁹ I USA har oppstartsselskapet ZeroAvia begynt testflygninger med et seks-passasjererstort hydrogen(elektrisk)fly.²⁰ Ammoniakk er også et mulig fremtidig flydrivstoff, som i USA ble brukt på eksperimentelle fly allerede på 1950-tallet.²¹

Oppvarming

Mange europeiske land benytter i dag gass som oppvarmingskilde, men dersom utslippene skal kuttes i tråd med EUs klimapolitikk, er de nødt til å finne utslippsfrie alternativer.

I Storbritannia foregår det nå et forsøk med å blande inn 20 prosent hydrogen i det eksisterende gassdistribusjonsnett. Dersom det blandes inn tilsvarende mengde hydrogen i hele gassnettet, vil Storbritannias årlige CO₂-utslipp reduseres med 6 millioner tonn.²² Dette kan derfor være en viktig overgangsløsning som ikke krever store investeringer i ny infrastruktur. For nye bygg med god isolasjon vil det trolig være mest lønnsomt å installere varmepumper eller elektriske ovner, men det kan på sikt også være mulig å forvandle gassnettet til å håndtere høyere andeler hydrogen.²³

Markedet for hydrogen i Europa

Det har lenge vært store forventninger knyttet til hydrogen, men investeringene har uteblitt. For at hydrogen skal bli en sentral del av energimiksen gjenstår det hindre både på produksjons- og etterspørselssiden. Hydrogenmarkedet er i dag preget av at produksjonssiden venter på at etterspørselen skal øke, mens konsumentene venter på at det skal etableres stor-skala produksjon. Dermed blir det en "høna eller egget"-dynamikk: trolig må det satses, enten blant potensielle produsenter eller mulige energiforbrukere for at det skal bli fart på utviklingen i hydrogenmarkedet.

Hydrogen er i vinden internasjonalt. Skjerpede klimaforpliktelser i flere land som følge av Parisavtalen har igjen ført til at søkelyset rettes mot hydrogen. I desember 2019 lanserte EU-kommisjonen «European Green Deal», en omfattende klimaomstillingsplan for EU. Som et ledd i denne planen vil EU skjerpe egne utslippsreduksjonsmål til å kutte 50 eller 55 prosent av utslippene i forhold til 1990-nivå innen 2030, og ha netto null utslipp i 2050. Det betyr at Europa må fase ut bruken av kull, olje og gass. Som vi har sett, kan hydrogen være et nullutslippsalternativ i en rekke anvendelser. Særlig viktig er det at hydrogen kan være et alternativ i sektorer som har vist seg vanskelige å avkarbonisere på andre måter, slik som metallurgisk og kjemisk industri, og deler av transport-

sektoren. Flere land har nå laget, eller er i ferd med å utarbeide, egne hydrogenstrategier som peker ut mulige verdikjeder for hydrogen. Selv om “hydrogenrevolusjonen” lenge har uteblitt, er interessen i dag større enn noen gang tidligere.

Tysklands hydrogenstrategi

Tyskland har nylig utarbeidet en hydrogenstrategi,²⁴ der det settes mål om forbruk av hydrogen tilsvarende 90 til 110 TWh med elektrisitetsproduksjon innen 2030. Målet er å redusere utslipp i en rekke sektorer, i hovedsak industrielle prosesser og transport. Av denne etterspørselen regner strategien med at 14 TWh kan produseres i Tyskland fra fornybar energi. Differansen mellom mengden hydrogen Tyskland ser for seg å bruke innen 2030, og mengden som kan produseres selv, må dekkes av import. Strategien peker særlig på økt produksjon av vindkraft fra EU-landene rundt Nordsjøen og i Baltikum som energikilde til grønt hydrogen. Strategien nevner også muligheten for transport av hydrogen langveisfra på skip fra land med overskudd av energi, noe strategien kaller “shipping the sunshine”. Norge er ikke nevnt, hverken som kilde til blått hydrogen eller fornybar energi til produksjon av grønt hydrogen. Den tyske hydrogenstrategien legger opp til kun å bruke grønt hydrogen på lang sikt, men åpner for bruk av blått hydrogen på mellomlang sikt.

For distribusjon av hydrogen peker strategien på Europas svært omfattende gassnettverk som en mulighet, men at det vil kreve forskning og utvikling, og oppgradering. Tysklands hydrogenstrategi viser til et totalt forbruk i dag i industrien av hydrogen fra fossile kilder på totalt 55 TWh årlig, som på sikt skal erstattes med utslippsfri hydrogen, og mulighet til å erstatte fossil energi i ammoniakkproduksjon og raffinerier tilsvarende ytterligere 22 TWh. Dette er energi som i stor grad dekkes av gass i dag. Strategien viser også til at det kan bli behov for 88 TWh med utslippsfritt hydrogen for å gjøre landets stålproduksjon klimanøytral. Satsingen på en overgang til hydrogen i industrien er en trussel mot norsk gass, da det er et uttalt mål i strategien å redusere en viktig kilde til etterspørsel av gass. Det er også en mulighet, fordi dersom stålproduksjon i fremtiden baserer seg på blått hydrogen, kan det bli en ny kilde til etterspørsel etter norsk gass.

EUs hydrogenstrategi

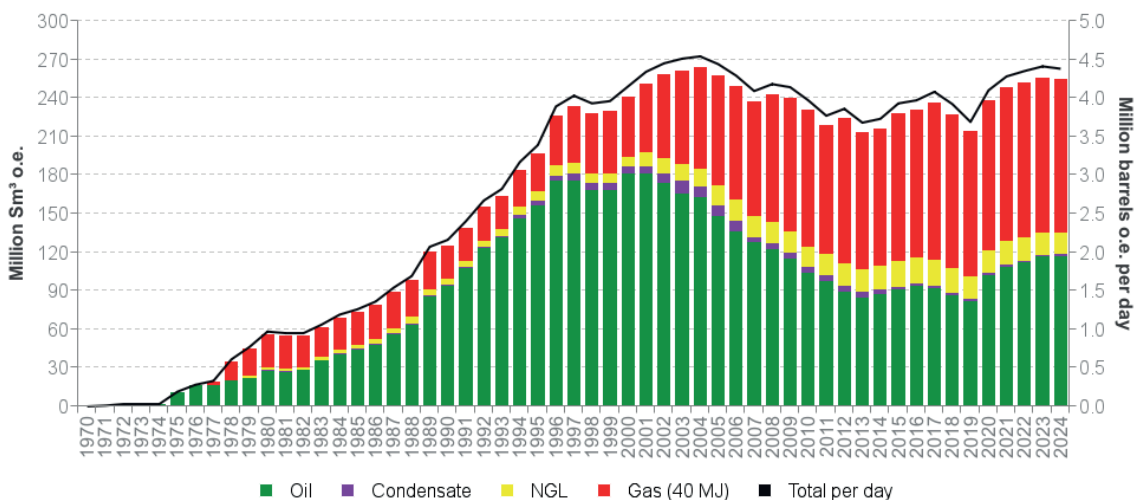
EU lanserer en felles hydrogenstrategi for unionen i juli 2020. Lekkede utkast av strategien viser at EU ønsker å installere en elektrolysekapasitet på 40 GW innen 2030.²⁵ Det tilsvarer en hydrogenproduksjon på 173 TWh. I en første fase, fra 2020–2024, vil de ha som mål å etablere en kapasitet tilsvarende 4 GW. Dette vil i hovedsak gå til å avkarbonisere dagens hydrogenproduksjon. I den andre fasen, fra 2025–2030, forventer de å summere kapasiteten opp til 40 GW. Dette vil gjøre det mulig å bytte ut fossil energi med hydrogen til flere industrielle formål og i transportsektoren. EU ønsker å satse på grønt hydrogen, men innrømmer også at CCS-teknologi vil bidra til å avkarbonisere eksisterende hydrogenproduksjon. Lekkasjene fra strategien sier ingenting om nivået på forbruket av hydrogen i Europa. Dersom unionen skal ha like ambisiøse mål for forbruk som Tyskland, vil de ha behov for stor import av hydrogen, eller trenge en stor økning i produksjonen av fornybar energi for å dekke produksjonen av nok grønt hydrogen, samtidig som kraftproduksjonen fortsatt skal avkarboniseres.

Potensialet for norsk produksjon av blått hydrogen

Ifølge Det internasjonale energibyrået brukes gass til omtrent 75 prosent av verdens hydrogenproduksjon.²⁶ Hydrogenproduksjonen med gassreformering har i dag store utslipp. Dersom man benytter CCS-teknologi til å fange og lagre utslippene, kan utslippene reduseres med opp mot 90–95 prosent.²⁷ Norge har et særlig potensial for å produsere hydrogen med gassreformering og CCS, såkalt blått hydrogen. Vi har store gassressurser, som potensielt kan bli lite verdt i form av gass når EU omstiller seg bort fra fossil energi, og vi har sterke kompetansemiljøer både innen gassreformering og CCS.

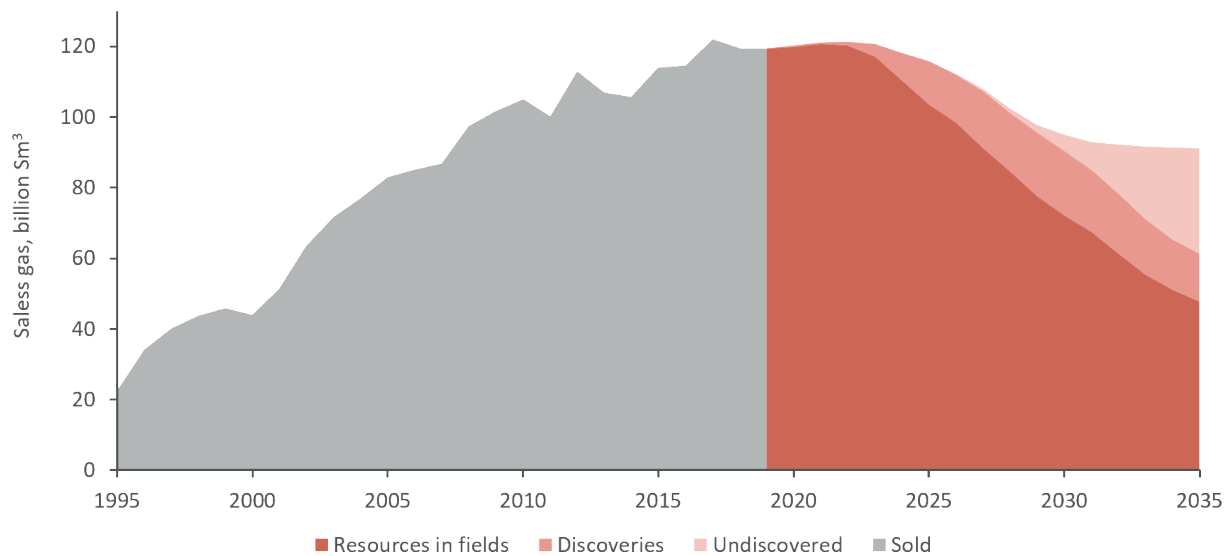
Norske gassressurser

Norge er en av verdens største eksportører av gass. I 2019 var norsk gasseksport på omtrent 115 milliarder Sm³, tilsvarende halvparten av Norges petroleumsproduksjon.²⁸ Gass utgjør anslagsvis 48 prosent av de totale gjenværende ressursene på norsk sokkel,²⁹ og vil stå for en stadig større del av norsk produksjon fremover. Figur 1 viser utviklingen i norsk petroleumsproduksjon, og hvordan andelen gass har blitt gradvis større de siste 20 årene. Ifølge Oljedirektoratets beregninger er én tredjedel av Norges gassressurser produsert. Det betyr at den største delen av ressursene fortsatt befinner seg i reserver, som betingete ressurser, eller som ikke-påviste ressurser.



Figur 1: Historisk og forventet norsk petroleumsproduksjon. Kilde: Oljedirektoratet

Totalt tilsvarer de gjenværende gassressursene 6541 milliarder Sm³. Mesteparten befinner seg i ressurser som det er vedtatt at skal produseres, såkalte reserver. Den mest usikre størrelsesordenen er de ikke-påviste ressursene, som utgjør anslagsvis 28 prosent av de gjenværende ressursene, og i hovedsak ligger i Barentshavet.



Figur 2: Historisk og forventet norsk gass eksport. (Hentet fra Oljedirektoratet)

Europa er Norges viktigste marked og vil snart begynne å fase ut gass

EU er den største konsumenten av norsk gass. 95 prosent av norsk gass selges til Europa via rørledninger, mens den resterende delen, som ikke er tilkoblet gassrørnettverket, kommer fra Snøhvitfeltet, og transporteres med skip i form av LNG til kunder hvor som helst i verden.³⁰ Norsk gass utgjør hele 25 prosent av EUs totale gassetterspørsel. I 2019 utgjorde det 107 milliarder Sm³. Ettersom gass er svært voluminøst, er transport i rørledninger den mest hensiktsmessige måten å frakte gass på. Rørledninger er imidlertid svært kostbare å anlegge, slik at distansen til sluttbrukeren av gassen og mengden som skal selges blir avgjørende for hvor den skal distribueres. Derfor eksporteres mesteparten av norsk gass til EU-land og ikke markeder lenger unna. Flytende gass kan transporteres lengre distanser, men må omdannes, først fra gass til væske, og så fra væske til gass igjen ved ankomst, en energikrevende prosess.

I dag bruker EU-land gass i industri, til elektrisitetsproduksjon og i husholdninger til oppvarming og matlaging. Bruken i husholdninger står for den største andelen av etterspørselen, med litt over 40 prosent, etterfulgt av industri med litt over 30 prosent av etterspørselen. Ettersom flere EU-land ønsker å fase ut kull av klimahensyn, har gassetterspørselen i kraftsektoren opplevd en oppgang de siste årene.³¹ Fra 2012 til 2019 ble bruken av kull til kraftproduksjon nesten halvert i EU, fra 893 TWh til 464 TWh. Hele 150 TWh av dette fallet skjedde i 2019, og det er sannsynlig at denne trenden vil fortsette. Det har gitt rom for en økt bruk av gass i kraftsektoren, og i 2019 økte bruken av gass i kraftsektoren i EU for femte året på rad, til 699 TWh. Norske myndigheter og oljeselskaper liker å fremheve gass som en klimavennlig bro til fornybar. De siste årene har det vært riktig, da økt gassandel har bidratt til lavere totale CO₂-utslipp. Spørsmålet for norsk gass er hvor langt igjen det er på den broen. Utsiktene til gassetterspørselen fra kraftsektoren i Europa er usikker på lenger sikt. Innenfor kraftproduksjon er det ny fornybar i form av sol, vind og biomasse som vokser klart raskest, fra 303 TWh i 2010 til 768 TWh i 2019. En fortsatt vekst i fornybar vil gradvis redusere også gass sine markedsandeler.

For bruk av gass i industri og husholdninger, er det ikke like tydelig hva alternativet er. Dersom EU skal ha netto null utslipp i 2050 er de nødt til å bytte ut gass med grønne energikilder i alle disse anvendelsene. Mest sannsynlig vil løsningene for industri være en kombinasjon av elektrifisering, bruk av nye utslippsfrie alternativer som bioenergi og hydrogen, og bruk av CCS. For oppvarming i husholdninger er det et problem for omlegging til elektrisitet at energibruken er sesongbasert, med klart størst etterspørsel i Nord-Europa om vinteren, og at det ikke finnes tilstrekkelig produksjonskapasitet eller overføringskapasitet i nettet til å dekke dette forbruket. Det eksisterende gassnettverket har høy kapasitet til å overføre energi, og i vintermånedene er primærenergibruken fra gass om lag dobbelt så høy som det totale elektrisitetsforbruket.³² Å erstatte dette vil sannsynligvis kreve en blanding av energieffektive oppvarmingsløsninger som varmpumper, fjernvarme, og energieffektiviseringstiltak.

Det betyr at det muligens ikke vil være et særlig stort gjenværende marked for gass i Europa i årene frem mot 2050. Ettersom norsk gasseksport er svært avhengig av det europeiske markedet, og i tillegg konkurrerer om dette krympende markedet med gasseksport fra blant annet Russland og Algerie, vil dette være kritisk. Norge risikerer å ha store investeringer knyttet opp i lengelevende gassfelt, samtidig som gassprisene blir svært lave. I et slikt tilfelle vil produksjon av blått hydrogen kunne være et mer lønnsomt alternativ. Dersom Norge reformerer gassen til hydrogen, og fanger og lagrer karbonet på sokkelen, vil Norge kunne gå fra å levere klimafiendtlig gass til Europa, til å levere nær utslippsfritt hydrogen.

Lang norsk erfaring med karbonfangst og -lagring, og hydrogenproduksjon

I tillegg til store gassressurser har Norge sterke kompetansemiljøer, både innen karbonfangst og -lagring, og gassreforming. Allerede i 1996 begynte Equinor å fange og deponere CO₂ fra Sleipner-feltet i Nordsjøen. I forbindelse med Statsbudsjettet for 2021 er det ventet at Regjeringen vil ta en investeringsbeslutning for fullskala fangst og lagring av CO₂. Dersom prosjektet støttes, vil CO₂-utslipp fra Norcems sementproduksjon i Brevik og/eller Fortums energigjenvinningsanlegg på Klemetsrud fanges, og deretter sendes i flytende form i skip til en mottaksterminal i Øygarden. Herfra vil CO₂ sendes i rør ut i Nordsjøen og lagres under havbunnen. Formålet med prosjektet er å demonstrere en fullverdig verdikjede for karbonfangst og -lagring.³³ På sikt ønsker man å ta imot CO₂ ikke bare fra andre utslippskilder i Norge, men også fra utslippskilder i Europa. Dersom karbonprisene blir tilstrekkelig høye, vil Norge også kunne ta betalt for å ta imot og lagre andre lands utslipp. Det er likevel høyst usikkert hvorvidt prosjektet vil være lønnsomt, blant annet fordi det er krevende å transportere CO₂ over lengre distanser. En mulig forretningsmodell vil være å bruke infrastrukturen som nå utvikles til CO₂-lagring og transport til også å lagre CO₂ fra produksjon av blått hydrogen. Dersom gassprisene blir tilstrekkelig lave, samtidig som det etableres en etterspørsel etter hydrogen i Europa, kan produksjon av blått hydrogen i Norge med lagring i Nordsjøen bli lønnsomt.

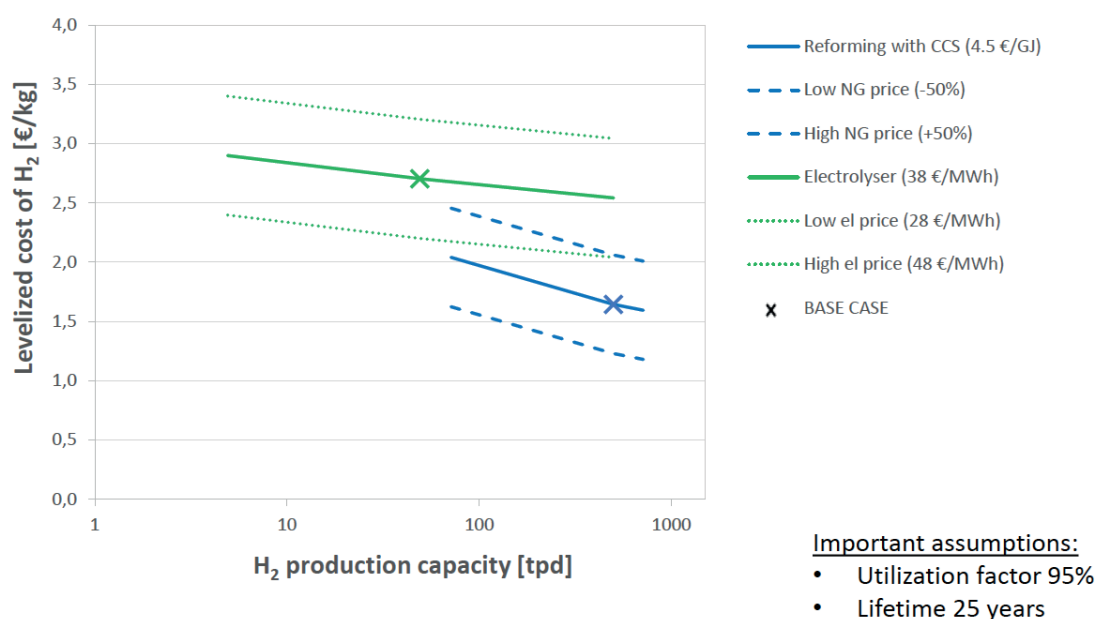
Norge har i dag flere bedrifter som produserer hydrogen fra fossile kilder. Det gjelder blant annet Yara, som bruker hydrogen fra gass til produksjon av kunstgjødsel, og Equinor som produserer metanol fra gass på Tjeldbergodden, der hydrogenproduksjon ved gassreforming er et skritt i produksjonsprosessen. Hydrogenproduksjonen som foregår i Norge er ikke blått hydrogen, for utlippene fanges ikke. Equinor er involvert i flere pilotprosjekter innen hydrogen. Selskapet har for eksempel inngått en intensjonsavtale med svenske Vattenfall og nederlandske Gasunie om å

vurdere muligheten for å konvertere et gasskraftverk i Nederland til hydrogen, der Equinor skal levere blått hydrogen og lagre utslippene.³⁴ Selskapet er også involvert i flere hydrogenprosjekter i Storbritannia. Hittil har selskapet ikke iverksatt noe faktisk produksjon av blått hydrogen.

Våren 2020 lanserte Equinor et mål om å redusere karbonintensiteten i produktene de selger med 50 prosent innen 2050.³⁵ Flere andre store europeiske oljeselskaper som Shell, BP, Repsol og Total har lignende, og til dels høyere ambisjoner.³⁶ Karbonintensitet er et mål på mengden klimagass-utslipp i forhold til produsert energi ved forbrenning. Dermed inkluderes også de indirekte utslippene fra forbruket av oljeprodukter i oljeselskapenes utslippsregnskap. Flere av selskapene gjennomfører nå vesentlige investeringer i fornybar energi, som bidrar til å redusere deres gjennomsnittlige karbonintensitet. Det investeres imidlertid fortsatt mye i nye petroleumprosjekter, og det vil ikke være mulig å redusere utslippene i tilstrekkelig grad kun ved å bygge ut mer fornybar energi. Dermed kan den mest realistiske måten å redusere karbonintensiteten på være å produsere blått hydrogen. Hydrogenproduksjon med karbonfangst og -lagring tillater selskapene å fortsette å produsere gass, samtidig som de leverer et nær utslippsfritt produkt. De hydrogenprosjektene Equinor deltar i er ikke fullskala produksjon, og vil derfor ikke bidra i særlig grad til å nå målet om redusert karbonintensitet. Dersom selskapet mener alvor med målene om kutt i karbonintensitet, samtidig som de fortsetter å lete etter fossile ressurser, er de nødt til å investere i større skala.

Hvilke faktorer avgjør om det blir lønnsomt?

Lønnsomheten til produksjon av blått hydrogen vil avhenge av flere faktorer: prisen på gass og karbonutslipp, kostnadene ved rensing og transport, investeringskostnadene for å etablere produksjon, og energitapet fra omdanningen. Den teknologien som finnes i dag for CCS er dyr, men siden det ikke foregår storskala produksjon av blått hydrogen er det vanskelig å estimere teknologienes kostnad. Ifølge et anslag fra Sintef, vil blått hydrogen ved storskala produksjon være billigere å produsere enn grønt hydrogen.³⁷ Fordi det krever store investeringer å få til CO₂-håndtering, må produksjonen være i stor skala for å spre investeringskostnadene på et stort volum.



Figur 3: Sintefs anslag på blått og grønt hydrogens kostnadskurve.

Det er stor usikkerhet knyttet til slike beregninger, og de er svært sensitive for de fremtidige gass- og kraftprisene, samt størrelsen på investeringskostnadene. Statkraft anslår at grønt hydrogen vil bli billigere å produsere enn blått hydrogen på lengre sikt, blant annet som følge av lavere priser på elektrolyser etter hvert som produksjonen øker. Det internasjonale energibyrået anslår at det vil være mulig å produsere blått hydrogen til en pris ned på 1,4–1,5 \$/kg.³⁸ Grønt hydrogen anslår de at vil kunne produseres med en pris ned på 2 \$/kg, med en kraftpris på 40 \$/Mwh. Det er svært vanskelig å anslå hvilken teknologi som vil være mest lønnsom frem i tid, men dersom det blir en høy etterspørsel etter hydrogen trenger det ikke være enten eller. Både blått og grønt hydrogen kan bli lønnsomt, og å satse på en teknologi trenger ikke å utelukke den andre. Det kan for eksempel bli problemer med å etablere tilstrekkelig med fornybar kraftproduksjon til å møte etterspørselen etter grønt hydrogen, grunnet politisk motstand mot arealbruken.

Selv om etablering av blå hydrogenproduksjon kan være kostbart, kan lave gasspriser og høy pris på utslipp sørge for at det likevel bli mer attraktivt å produsere hydrogen fra gassen. Ettersom norsk gass nesten utelukkende selges til Europa, gir svingninger i den europeiske etterspørselen store utslag i prisen på norsk gass. Gassprisene vil i stor grad avhenge av EUs klimapolitikk, og prisen på karbonutslipp. Dersom EU-landene lykkes i å bli enige om de initiativene som nå ligger på bordet, vil det være grunn til å tro at CO₂-prisen vil bli betraktelig høyere i årene som kommer. Da vil også prosesser som i dag benytter gass bli dyrere, og gassetterspørselen vil falle. Samtidig er de største kostnadene knyttet til gassutvinning allerede tatt før feltet er i drift. Produksjon av hydrogen kan dermed både bli mer lønnsomt enn å selge gass, og bidra til å redusere Norges finansielle klimarisiko knyttet til petroleumssektoren.

Er grønt hydrogen “grønnere” enn blått hydrogen?

Et vanlig argument mot blått hydrogen er at dette ikke er en fullgod klimaløsning, da man med dagens teknologi ikke får fanget og lagret alle klimagassutslippene. Dessuten er det basert på en ikke-fornybar ressurs. Om grønt hydrogen faktisk er mer klimavennlig enn blått hydrogen må imidlertid basere seg på en konkret vurdering av produksjonsforholdene.

Grønt hydrogen er kun så klimavennlig som energimiksen den er produsert fra. Hydrogen produsert ved elektrolyse, men med kull eller gasskraft som energikilde, er svært utslippsintensivt. På grunn av energitapet ved kraftproduksjon og elektrolyse gir det lavere utslipp å produsere hydrogen direkte fra gass uten CCS enn å produsere det med elektrolyse med kraft produsert fra gass.³⁹

Gitt at karbonfangst og -lagring fjerner 90 prosent av utslippene vil blått hydrogen ha utslipp på 1 kilo per kilo produsert hydrogen.⁴⁰ Med karbonintensiteten i dagens energimiks i Europa,⁴¹ vil produksjon av hydrogen ved elektrolyse ha utslipp på 14,8 kilo CO₂ per kilo produsert hydrogen.⁴² I Tyskland, der fossil energi utgjør en stor del av energimiksen, vil elektrolyse gi utslipp på hele 22 kilo CO₂ per kilo hydrogen.⁴³ Karbonintensiteten i energimiksen i Tyskland må derfor reduseres med mer enn 95 prosent for at elektrolyse skal bli et mer klimavennlig alternativ enn blått hydrogen. I dag er bare 38 prosent av Tysklands energimiks fornybar, mens kull, naturgass og kjernekraft står for den resterende delen. Frem mot 2030 ønsker de å øke fornybarandelen til 65 prosent. Det er et ambisiøst mål, men fortsatt langt fra tilstrekkelig dersom grønt hydrogen skal bli et mer klimavennlig alternativ enn blått hydrogen.

Dersom man oppretter produksjon av grønt hydrogen samtidig som man foretar en konkret investering i ny fornybar energi, vil mange si at det gjør hydrogenet utslippsfritt. Men, den fornybare energien vil fortsatt ha en mulig alternativ anvendelse i kraftnettet, og man kan derfor likevel ikke se bort ifra utslippsintensiteten til kraftmiksen som helhet. Når grønt hydrogen produseres fra overskuddskraft, for eksempel når vindkraft produserer mer energi enn nettet kan ta imot, så kan hydrogenet derimot anses som helt grønt, uavhengig av den øvrige kraftmiksen. Slik produksjon kan bli en viktig del av energisystemer med høy fornybarandel, og sørge for at den gjennomsnittlige karbonintensiteten i hydrogenproduksjonen blir lavere enn i energimiksen forøvrig. Ved å produsere hydrogen når fornybarproduksjonen er høy vil man også bidra til at kraftprisene holdes oppe, og slik kunne legge til rette for at fornybarutbygging blir mer lønnsomt. Gitt de ambisiøse ambisjonene for hydrogen i Europa vil det likevel ikke være tilstrekkelig mengder fornybar energi til å kun basere seg på produksjon fra overskuddskraft. Dessuten vil det påvirke lønnsomheten negativt at elektrolyseanlegg for produksjon av grønt hydrogen kun er i drift deler av tiden. I lys av at det vil ta tid før grønt hydrogen blir helt grønt, bør det være rom for produksjon av blått hydrogen som klimaløsning i mange år.

Det haster for blå hydrogenproduksjon i Norge

Som beskrevet har Norge store gjenværende gassressurser, samtidig som det er en økende usikkerhet knyttet til etterspørselen etter gass i det viktigste markedet, Europa. Dersom EU lykkes med å gjennomføre deres klimaambisjoner fra Parisavtalen, risikerer Norge å sitte igjen med store gassreserver uten kunder. Tysklands hydrogenstrategi slår fast at kun hydrogen som er produsert på basis av fornybar energi vil være bærekraftig på lang sikt,⁴⁴ mens EUs hydrogenstrategi i all hovedsak er rettet mot grønt hydrogen allerede fra starten av. Selv ved bruk av karbonfangst- og lagring ser det foreløpig ut som om det ikke vil være mulig å fjerne alle CO₂-utslippene. Imidlertid kan det være behov for blått hydrogen i en lengre overgangsperiode. Europa bygger ut mye fornybar energi, men brorparten av denne kapasiteten vil gå til å avkarbonisere eksisterende kraftproduksjon, og dekke økt etterspørsel fra elektrifisering på andre områder. Det ble i 2019 produsert 1286 TWh med fossil kraftproduksjon i EU, mot 1115 TWh fra fornybar energi. Med andre ord må produksjonen av fornybar energi mer enn doble seg, og det er før man regner med at flere land planlegger å fase ut kjernekraft (som i 2019 produserte 821 TWh), og før man tar hensyn til økt etterspørsel fra for eksempel elektrifisering av bilparken. Bruken av gass i husholdninger i EU tilsvarte omtrent 1200 TWh primærenergi i 2017.⁴⁵ Selv med en betydelig energieffektivisering vil det kreve store mengder ny fornybar energi å elektrifisere og avkarbonisere denne energibruken. Gitt dette store behovet for fornybar energi til andre sektorer, er det usikkert om det vil være nok fornybar energi til overs for å produsere store mengder grønt hydrogen i EU. I så fall vil EU bli avhengig av import for å dekke all etterspørselen etter hydrogen de ønsker å skape.

I juni 2020 lanserte Regjeringen en norsk hydrogenstrategi.⁴⁶ Strategien omtaler både potensielle anvendelser av hydrogen og muligheter for produksjon i Norge. I dokumentet skriver Regjeringen at de ikke ser på det som hensiktsmessig å produsere hydrogen i Norge i "en tidlig fase", ettersom dette vil kreve store investeringer i ny rørfrastruktur. På lengre sikt kan det imidlertid bli aktuelt, gitt at Europa lykkes med energiovergangen. I stedet vurderer strategien hydrogenproduksjon nær sluttbrukeren som mer hensiktsmessig i dag. Dersom hydrogen som brukes i Europa produseres med norsk gass uten CCS vil det utvilsomt være mest hensiktsmessig å eksportere gass og overlate

hydrogenproduksjon og utslippene til EU. Klimaambisjonene i EU er imidlertid veldig klare: I 2050 skal man ha netto null utslipp. Dermed vil det ikke være rom for verken gass eller grått hydrogen i EUs energimiks. Dersom det produseres blått hydrogen ved sluttbrukeren vil det være behov for transport av CO₂ til et lagringssted med skip eller rør for eksempel til brønner i Nordsjøen. Da kan det være mer gunstig å produsere hydrogen i Norge, enn i Europa, og få lokal verdiskapning og arbeidsplasser. Det vil imidlertid avhenge av transportkostnadene, for henholdsvis hydrogen og CO₂, et tema som drøftes i mer detalj senere i notatet. Ifølge en rapport fra Sintef kan en stor satsning på hydrogenproduksjon gi mellom 25 000 og 35 000 norske arbeidsplasser, dobbelt så mange som dersom man kun fortsetter å produsere gass.⁴⁷ Anslaget baseres seg på noen svært optimistiske forutsetninger. Likevel viser det at det kan være fordeler ved at produksjon av hydrogen foregår i Norge.

I hydrogenstrategien åpner Regjeringen for at man vil “på lengre sikt kunne vurdere produksjon i Norge”. Det er imidlertid tvilsomt at det vil være et marked for blått hydrogen i Europa på lang sikt, etter at kraftsektoren har blitt tilnærmet utslippsfri. Tyskland skriver i sin strategi at det kun er grønt hydrogen som er bærekraftig over tid, og så lenge ikke CCS-håndtering kan fange mer enn 90–95 prosent av utslippene, vil kostnaden fra de gjenværende utslippene øke. I en overgangsfase har blått hydrogen potensial til å bli en viktig brikke i Europas energiomstilling og en stor norsk eksportindustri. Men den omstillingen er allerede i gang, og dersom Norge skal ta del er man nødt til å satse i dag slik at investeringene har nok tid til å gi avkastning, og ikke om ti eller tjue år.

Produksjon av blått hydrogen må skje i stor skala for å være lønnsomt, fordi det er store faste kostnader i å etablere anlegg for fangst og lagring av CO₂.⁴⁸ Samtidig er usikkerheten om tilgang på tilstrekkelig mengder hydrogen i dag en hindring for en større satsing på bruk av dette i Europa. Dersom norske aktører investerer i produksjon av blått hydrogen, kan den usikkerheten for potensielle forbrukere av hydrogen bli mindre. Dersom det skal satses på blått hydrogen, haster det. Potensielle norske produsenter av blått hydrogen bør benytte muligheten til å ta strategiske grep ved å forsøke å inngå langsiktige avtaler med industrielle hydrogen kunder i Europa.

Produksjon i Norge eller i kontinental-Europa?

Produksjon av blått hydrogen kan foregå enten i Norge eller nærmere markedet. I dag produseres hydrogen i hovedsak ved sluttbrukeren, men dersom det skal benyttes CCS-håndtering vil det bli behov for transport av CO₂ til lagringsstedet. Dette vil gi nye kostnader til energien som trengs til transport, og selve transportinfrastrukturen i form av rørforbindelser eller skip. I Norge har man muligheten til å produsere hydrogen nærme både gassfeltene og brønner der CO₂ kan lagres, slik at kostnadene knyttet til transport av CO₂ blir lave. Som beskrevet tidligere, har Norge allerede lang erfaring med karbonfangst og -lagring fra Sleipner-feltet, og vil få mer dersom fullskalaprojektet Northern Lights realiseres. Norge har også et forsprang i form av lovverk. I de fleste land er det flere juridiske hindringer før man kan begynne å lagre CO₂, og Norge er i dag et av de eneste landene som tillater og har et lovverk knyttet til dette. Norge har derfor svært gode forutsetninger for å etablere en industri tilknyttet produksjon av blått hydrogen. I tillegg kan injisering av CO₂ i reservoarer være nyttig i produksjonen av olje og gass, såkalt EOR, som gjør at lagringen av CO₂ ikke kun blir en kostnad. Siden de største potensielle kundene til hydrogenproduksjon, som Tyskland, mener at det i hovedsak er grønt hydrogen man bør satse på, er det usannsynlig at de vil foreta store investeringer

i produksjon av blått hydrogen, spesielt siden de ikke har enkelt tilgang på steder å lagre CO₂-utslipp. Det er først og fremst Norge i Europa som har interesser i at blått hydrogen skal lykkes, og derfor er det mest sannsynlig vi som må foreta investeringene. Den store utfordringen for produksjon av blått hydrogen i Norge er hvordan denne skal transporteres til markedene. Denne utfordringen drøftes nærmere senere i notatet under “Hindringer for norsk hydrogeneksport”.

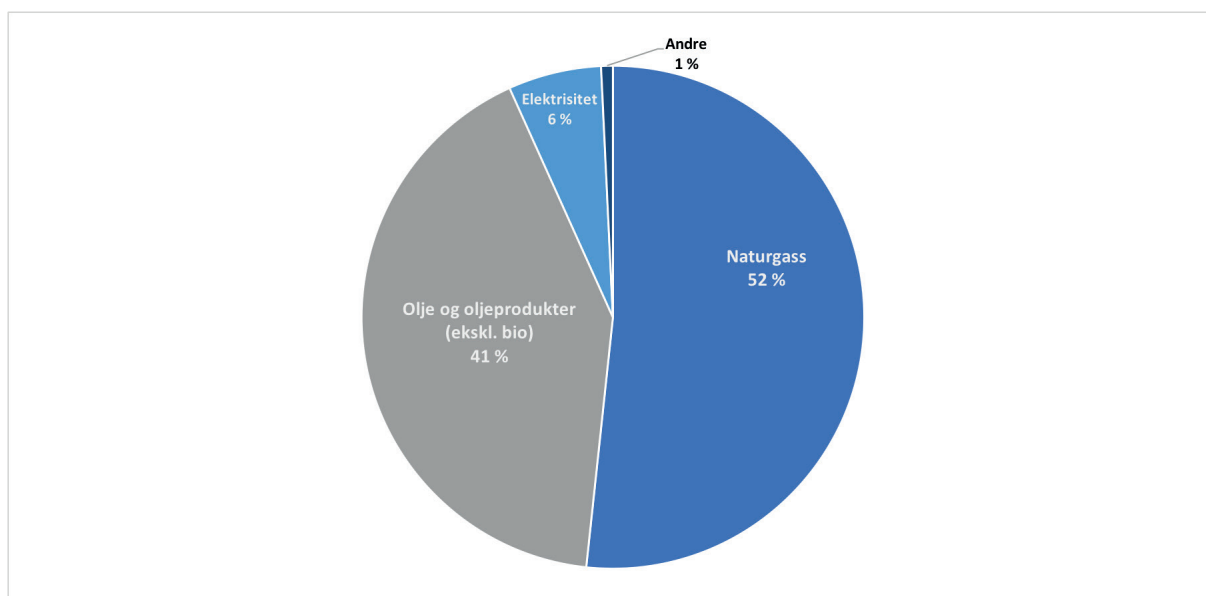
Muligheter for produksjon av grønt hydrogen i Norge

Tilgjengelig kraftproduksjon

Norge har en stor fornybar kraftproduksjon. Ifølge Olje- og energidirektoratet er Norges normalårsproduksjon, det vil si produksjonen i et år med gjennomsnittlig vanntilsig og vindforhold, på 141 TWh.⁴⁹ Til sammenligning var Norges samlede elektrisitetsforbruk 137 TWh i 2018. Dermed kan Norge eksportere kraft til andre land. Vannkraft står for 94 prosent av den totale produksjonskapasiteten, og er dermed den klart største energikilden. Vannkraften har i tillegg den fordel at den er regulerbar, slik at produksjonen kan justeres etter etterspørselen i kraftmarkedet. Vindkraft utgjør i dag kun i overkant av 3 prosent av produksjonskapasiteten, men denne andelen vil imidlertid øke etterhvert som det ferdigstilles flere vindkraftverk.⁵⁰ Ved utgangen av 2018 hadde norsk vindkraft en produksjonskapasitet i et normalår på 5,3 TWh. Samtidig var det under utbygging vindparker med en estimert produksjon på 6,9 TWh og gitt konsesjoner til parker med kapasitet på ytterligere 10,7 TWh, men som enda ikke er under utbygging.⁵¹ I 2020 alene vil det etter planen installeres vindmøller med en effekt på hele 1200 MW, i 12 forskjellige vindparker.⁵²

Norges kraftoverskudd vil dermed øke i de kommende årene. En mulighet vil være å benytte deler av overskuddet til produksjon av grønt hydrogen. Særlig i Nord-Norge, der kapasiteten i transmisjonsnettet er begrenset, kan dette være aktuelt. I Berlevåg i Øst-Finnmark er det allerede i dag en hydrogenproduksjon i tilknytning til Raggovidda vindpark, støttet av EU-programmet Horizon 2020.⁵³ Dette brukes til energilagring, når produksjonen er høyere enn kraftnettet kan motta. Vest-Finnmark er et av områdene med stort potensiale for vindkraft som ble pekt ut i den nasjonale rammeplanen. I Hammerfest og tidligere Kvalsund kommune har det vært søkt om konsesjon til tre ulike vindparker, med en samlet produksjonskapasitet på 1,4 TWh. Alle søknadene ble avvist, hovedsakelig på grunnlag av reindriftsinteresser, men NVE presiserer i rammeplanen at områdene i regionen er så store at det bør være mulig å kunne forene reindrift og vindkraft. I deler av Vest-Finnmark er det områder med svært gode produksjonsforhold, men begrensninger i transmisjonsnettet gjør at kraftprisene vil bli svært lave. Produksjon av grønt hydrogen vil kunne omgå dette problemet. Ved å bruke hydrogen som energibærer vil man kunne eksportere kraften, uten å oppgradere nettet.

Dette vil likevel innebære mye mindre mengder energi enn potensialet ved produksjon av hydrogen fra norsk gass. Den totale primærenergien fra norsk gassproduksjon tilsvarer hele 1238 TWh, nesten ti ganger så mye som den totale fornybarproduksjonen i dag.⁵⁴ Figur 3 viser forholdet mellom energiproduksjonen fra olje, gass og fornybar kraft. Selv om Norge bygger ut mer vindkraft, vil energiproduksjonen aldri bli i nærheten av like stor som petroleumsproduksjonen.



Figur 4: Norsk energiproduksjon i 2018. Kategorien «Andre» består av biobrensler, avfall og kull.
Tall hentet fra SSB.⁵⁵

Ikke sannsynlig med storskala produksjon av grønt hydrogen i Norge

Dersom norsk kraft skal brukes til å produsere grønt hydrogen for et europeisk marked vil det trolig være mest hensiktsmessig å produsere nærme sluttbrukeren, og heller frakte kraften i nye og eksisterende kabler til Europa. I lys av at den tyske hydrogenstrategien peker på utvikling av fornybar kraft i landene ved Nordsjøen som energikilde til grønt hydrogen, så kan det være en interessant kommersiell mulighet for norske kraftprodusenter.

Dersom det skal produseres grønt hydrogen i Norge, må det enten være for å dekke en norsk etterspørsel, eller for å bruke kraft som er "innelåst" på grunn av begrensninger i strømmettet. En norsk etterspørsel etter hydrogen kan komme fra både industrien og transportsektoren. For eksempel varslet nylig Celsa i Mo i Rana at de vil begynne å bruke hydrogen i produksjonen av armeringsstål.⁵⁶ Innelåst kraft er en utfordring i Nord-Norge, der det er gode forhold for produksjon av vindkraft, men ikke tilstrekkelig kapasitet i transmisjonsnettet til at kraften kan utnyttes andre steder i landet. Produksjon av grønt hydrogen vil kunne omgå dette problemet. Ved å bruke hydrogen som energibærer vil man kunne eksportere kraften, uten å oppgradere nettet. En forutsetning for dette er at prisen rettferdiggjør transportkostnadene. Ettersom hydrogen fortsatt er vanskelig å transportere, blir verdien på hydrogenproduksjon fra innelåst kraft sannsynligvis lav.

Vindkraft mer konfliktylt

I 2019 lanserte NVE, på oppdrag fra Olje- og energidepartementet, en nasjonal rammeplan for vindkraft på land, som pekte på 13 områder som de vurderte som de mest egnede for utbygging av vindkraft.⁵⁷ Norge har fortsatt store uutnyttede vindkraftressurser, men utbygging har blitt konfliktylt. Rammeplanen mottok massiv kritikk fra de berørte kommunene, og ble senere lagt bort av regjeringen.⁵⁸ I juni 2020 la regjeringen frem et forslag til strengere konsesjonsregelverk for ny vindkraft.⁵⁹ Selv om det er områder i Norge der det vil være lønnsomt å anlegge vindkraft, finnes det ingen garanti for at disse vil bli utbygd.

Hindringer for norsk hydrogeneksport

Dersom norsk produksjon av hydrogen skal bli en stor næring, må det være rettet mot et større marked enn kun norsk innenlandsk etterspørsel. Som beskrevet i dette notatet kan det oppstå store muligheter for eksport til Europa dersom hydrogenstrategiene til EU og flere medlemsland oppfylles. Det er imidlertid flere viktige hindre som må overkommes før Norge kan benytte seg av disse mulighetene. Noen av hindringene er av politisk eller regulatorisk art, mens andre er av økonomisk og teknisk art.

EU ønsker grønt hydrogen, Norge har et særlig fortrinn innen blått hydrogen

Som beskrevet tidligere i dette notatet, så har Norge både store gassressurser som kan brukes til blått hydrogen, og store kraftressurser som kan brukes til grønt hydrogen. Energimengden i dagens gassproduksjon er likevel om lag ti ganger så høy som Norges samlede kraftproduksjon, og mesteparten av norsk kraftproduksjon går til innenlandsk etterspørsel. Selv med en stor satsing på ny fornybar energi, vil den ekstra tilgjengelig kraften være vesentlig mindre enn gassressursene.

I tillegg er det lite sannsynlig at produksjon av hydrogen til et europeisk marked basert på norske kraftressurser vil skje i Norge. Det vil i de fleste tilfeller være mer rasjonelt å ha produksjon av grønt hydrogen nærmest mulig sluttbruker, for å unngå komplikasjonene og kostnadene som frakt av hydrogen over lange avstander innebærer. Elektrolysører til produksjon av grønt hydrogen er en teknologi som er forholdsvis enkel å tilpasse til den skalaen som trengs, og overføring av kraft kan skje ved hjelp av kabler. Etterspørsel etter grønt hydrogen i Europa kan med andre ord være en interessant mulighet for økt krafteksport fra Norge, men neppe til storskala produksjon av hydrogen for eksport. For blått hydrogen er det et åpent spørsmål om det er mest rasjonelt å produsere det nær kunden, eller nær der gassen utvinnes og der CO₂ kan lagres. Det spørsmålet drøftes nærmere nedenfor. Det er likevel mer sannsynlig at det er rasjonelt med produksjon av blått hydrogen til eksport i Norge enn tilsvarende produksjon av grønt hydrogen. I lys av at Norge kan ha et særlig fortrinn på produksjon av blått hydrogen, er det problematisk at EU og Tyskland i sine hydrogenstrategier skriver at de i hovedsak vil satse på grønt hydrogen, og kun anser det som bærekraftig på sikt.

Dette synet på grønt versus blått hydrogen finner man også i andre beslutninger fra EU. Det gjelder blant annet i EUs taksonomi for grønne investeringer.⁶⁰ Taksonomien skal fungere som et verktøy for at investorer skal kunne vurdere om en aktivitet er miljømessig bærekraftig. Å være klassifisert som miljømessig bærekraftig kan være viktig for å tiltrekke seg kapital, og kan også tenkes å påvirke politiske rammebetingelser. I taksonomien er produksjon av grønt hydrogen nevnt eksplisitt som en lavkarbonteknologi, mens blått hydrogen ikke er det.

Det er også satt krav til utslipp ved produksjon av hydrogen for at den skal regnes som bærekraftig. Disse er satt til 5,8 tonn direkte CO₂-utslipp per tonn hydrogen produsert, og et kombinert krav om et elektrisitetsforbruk på maksimalt 58 MWh per tonn hydrogen produsert og maksimale utslipp fra kraftproduksjonen som benyttes på 100 g CO₂ per kWh.⁶¹ Disse kravene skal oppdateres jevnlig. Kravene, slik de er nå, er positive for blått hydrogen av flere grunner. De maksimalt tillatte direkte CO₂-utslippene er klart høyere enn utslippene ved produksjon av blått hydrogen, selv om man kun klarer å fange 80 prosent av CO₂-utslippene. Kravet om de maksimale utslippene som er tillatt i kraftmiksen for at hydrogen fra elektrolyse skal regnes som bærekraftig er også lavere enn

utslippene i kraftmiksen i EU og de fleste europeiske land. Dermed må produksjon av hydrogen fra kraft i disse landene være basert på dedikert fornybar kraftproduksjon eller overskuddskraft for å regnes som grønn. Den siste grunnen til at disse kravene er positive for blått hydrogen er at de i sum gir samme utslippskrav til blått hydrogen som grønt hydrogen, fordi et anlegg med et elektrisitetsforbruk på 58 MWh per tonn hydrogen og gjennomsnittlig utslipp fra kraften som forbrukes på 100 gram CO₂ per kWh, vil ha indirekte utslipp på 5,8 tonn CO₂ per tonn hydrogen produsert, som er det samme som utslippskravet for blått hydrogen. At EU foreløpig har valgt en teknologinøytral tilnærming til å vurdere om hydrogenproduksjon er bærekraftig, er positivt for Norge. Det er imidlertid ikke sikkert at det vil vedvare. Disse tekniske grenseverdiene har dessuten ennå ikke blitt endelig vedtatt av EU-kommisjonen og kan derfor bli endret.⁶²

I andre deler av taksonomien er ikke tilnærmingen teknologinøytral. Det gjelder for eksempel omtalen av hva som skal til for at produksjon av jern og stål skal regnes som bærekraftig. Der står det at det på sikt vil det for eksempel kreve bruk av hydrogen fra elektrolyse som reduksjonsmiddel. Bruk av blått hydrogen er ikke nevnt som en mulighet. Bruk av CCS til å direkte fange utslippene fra konvensjonell produksjon er derimot nevnt som en annen langsiktig løsning, noe viser at det ikke er fangst og lagring av CO₂ i seg selv som utelukkes. At taksonomien på den måten favoriserer grønt hydrogen, kan gjøre stålprodusenter mindre interessert i å satse på produksjon basert på blått hydrogen.

Transport og lagring av hydrogen

For at Norge skal kunne levere hydrogen til resten av Europa, er vi avhengige av gode og kostnads-effektive metoder for transport og lagring av hydrogen. Tysklands hydrogenstrategi legger opp til både transport av hydrogen på skip fra produksjon langt unna, og til bruk av eksisterende gassrørledningsinfrastruktur til transport av hydrogen. Begge deler er interessant for Norge, ikke minst muligheten for innblanding av hydrogen i gassen som transporteres fra norsk sokkel til resten av Europa, for at den skal kunne skilles ut igjen og brukes der. For å få til det kreves det imidlertid forskning og utvikling, investeringer og regulatoriske endringer.

Sintef forsker på løsninger for å gjøre transport av flytende hydrogen på skip mer energieffektivt.⁶³ Flytende hydrogen krever vesentlig mindre plass enn hydrogen i gassform, men må kjøles ned til svært lav temperatur, noe som med dagens teknologi krever energi tilsvarende opptil 25 prosent av energien i hydrogenet som transporteres. Dersom energibruken ikke reduseres, vil hydrogen som transportere på skip ha en vesentlig konkurranseulempe.

Den andre måten hydrogen kan transporteres på er gjennom rør. Å etablere nye, dedikerte rør til transport av hydrogen fra Norge til Europa vil være svært kostbart og er sannsynligvis urealistisk. Et mer realistisk alternativ er å bruke den eksisterende rørinfrastrukturen for transport av gass. Det kan både være aktuelt å bruke rørene som transporterer gass fra norsk sokkel til resten av Europa,⁶⁴ og å bruke distribusjonsnettverket av gassrørledninger i Europa for å transportere hydrogen til sluttbrukere.⁶⁵ Det er imidlertid flere hindre på veien. Hydrogen lekker lettere fra rørledninger enn naturgass. Det har både et sikkerhetsaspekt og et kostnadsaspekt. Hydrogen kan også gradvis ødelegge metallet rørledningene er laget av. Et spørsmål er hvor stor innblanding av hydrogen rørledningene tåler. Det er sannsynlig at det ligger på mellom 20 og 50 prosent innblanding av

hydrogen.⁶⁶ I den nærmeste fremtid vil volumet av hydrogen som produseres være svært lavt i forhold til volumet av gass, men hvis gassetterspørselen gradvis går ned i Europa og hydrogen- etterspørselen går opp, kan det bli en viktig begrensning. Utover de tekniske problemene er det regulatoriske og markedsmessige utfordringer som må løses. Dersom man skal sende hydrogen til Europa ved å blande det inn i gassen i rørledninger, må mottakerne av gassen i den andre enden godta det, og være forberedt. Mottakerne av gassen må enten investere i anlegg som kan skille ut hydrogen fra gass, eller de må finne måter å få sluttbrukere til å betale for at gassen de mottar inneholder hydrogen. Sluttbrukernes utstyr må da være tilpasset til å motta en blanding av naturgass og hydrogen. Et prosjekt i Storbritannia prøver nå ut å blande inn opptil 20 prosent hydrogen i gass som leveres til husholdninger.⁶⁷ Dersom hydrogen som sendes i rørledninger skal brukes i sektorer som er vanskelige å avkarbonisere og som kan ha høy betalingssevne, for eksempel noen typer industri, er man avhengig av at det lønner seg å investere i anlegg som skiller ut hydrogen. Det finnes allerede dedikerte rørledninger til transport av hydrogen i flere sentraleuropeiske land. Totalt er det over 1500 km med slike rørledninger i Belgia, Tyskland, Frankrike og Nederland. Dette er svært mye mindre enn det totale gassdistribusjonsnettverket i Europa, som består av mer enn 200 000 km med rørledninger. De dedikerte hydrogenrørledningene som finnes kan likevel være en spennende markedsmulighet for blått hydrogen, da disse går fra eksisterende produksjonssteder for grått hydrogen til store industrielle kunder med høy samlet etterspørsel. For Norges del er det særlig interessant at et større hydrogennettverk inkluderer den belgiske byen Zeebrugge,⁶⁸ som også er endestasjonen for Zeepipe-systemet, som transporterer gass fra Troll-feltet og Sleipner-feltet.⁶⁹ Det finnes også et mindre distribusjonsnettverk for hydrogen i Dunkerque i Frankrike, som muligens kan kobles til andre hydrogennettverk. Dunkerque er også en relevant destinasjon ettersom det er endestasjonen til Franpipe, som leverer gass fra Draupner E-feltet.

Dersom problemene med transport av hydrogen ikke blir løst, kan blått hydrogen likevel være et alternativ for norsk gass, ved at det produseres nær kundene, mens CO₂ transporteres til egnede lagringssteder, for eksempel på norsk sokkel. Om det er billigere å transportere hydrogen fra Norge til Europa, eller å transportere gass til Europa og CO₂ tilbake er uvisst. Utover en ren lønnsomhetsbetraktning vil det også bety at en viktig del av verdikjeden for blått hydrogen finner sted utenfor Norge, og man vil være avhengig av andre lands vilje til å tilrettelegge for blå hydrogenproduksjon.

Hvordan utvikle et marked for hydrogen?

De politiske ambisjonene om bruk av hydrogen som klimaløsning er tydelige. Det er imidlertid ikke ensbetydende med at kommersielle aktører satser på det. Det er to hindringer for at det skal skje: lønnsomhet, og koordinering.

Lønnsomhet er til syvende og sist det avgjørende spørsmålet. Produksjon av blått hydrogen må være lønnsomt for gassprodusentene eller andre selskaper som kjøper gassen for å produsere blått hydrogen. Å tilrettelegge for transport av hydrogen i rørledninger må være lønnsomt for de som eier infrastrukturen. Og å bruke hydrogen, heller enn andre alternativer, må være lønnsomt for sluttbrukeren. Det siste kan oppnås gjennom gradvis høyere pris på utslipp, eller ved at det i markedet er høyere betalingsvillighet for utslippsfrie produkter produsert ved hjelp av hydrogen.

Dersom blå hydrogenproduksjon ikke er lønnsomt, men man av politiske grunner likevel satser på det i Norge og bruker statlig støtte for at det skal realiseres, innebærer det at man erstatter en stor inntektskilde, gass, med en utgift. Det er ikke en holdbar strategi. Derfor er det lite klokt å sette mål for produsert mengde hydrogen, som er frikoblet fra spørsmål om lønnsomhet, og iverksette politiske tiltak for at målet nås.⁷⁰

Selv om det er mulig å oppnå lønnsomhet i hydrogenproduksjon, kan det være krevende å få til den nødvendige koordineringen for at investeringer finner sted. Store investeringer på produsent-siden vil ikke finne sted dersom det ikke er sikkert at det finnes et marked for hydrogenet som produseres. På konsument-siden vil bedrifter kvie seg for å foreta investeringer som gjør dem avhengig av hydrogen, uten å vite at det er et tilstrekkelig marked tilgjengelig. Dette kan særlig være et problem for blått hydrogen. Det krever produksjon i større skala enn grønt hydrogen for å være kommersielt gjennomførbart. I tillegg må produksjonen skje et sted der lagring eller transport av CO₂ er mulig, mens produksjon av grønt hydrogen kan etableres rett ved sluttbrukeren.

Politikkbefalinger

Norske myndigheter bør signalisere tydelig at Norge kan tilby store mengder utslippsfritt hydrogen til EU dersom det finnes et marked for det, og arbeide for at blått hydrogen likestilles med grønt hydrogen i EUs strategier og i EUs taksonomi for grønne investeringer:

EU og Tyskland skriver i sine strategier at de ønsker å satse på grønt hydrogen, til tross for at blått hydrogen vil være et mer klimavennlig alternativ i lang tid fremover. Det er ingen land i EU som har en egeninteresse i at det legges til rette for blått hydrogen, slik som Norge har. Norge bruker i dag store ressurser på å fremme norsk gass i EU, men gass vil uansett ikke ha en lang fremtid i et Europa som omstiller energisektoren i tråd med Parisavtalen. Norge bør derfor flytte fokuset fra å fremme norsk gass til å jobbe for at blått hydrogen får bedre vilkår i Europas hydrogensatsing. Norge bør også jobbe for at blått hydrogen og grønt hydrogen behandles likt i alle deler av EUs taksonomi for grønne investeringer, så det er de utslippene, ikke produksjonsmetoden, som er avgjørende for om hydrogen anses som bærekraftig eller ikke.

Tilby garantier for langsiktige individuelle avtaler mellom norske tilbydere og europeiske kunder:

Produksjon i stor skala er nødvendig for at eksport av blått hydrogen skal bli lønnsomt. Så lenge energikontraktene med hver enkelt aktør er små, kan ikke tilbyderne være sikre på at de vil nå den nødvendige skalaen på produksjonen, slik at kostanden blir tilstrekkelig lav. I fravær av tilstrekkelig produksjonskapasitet vil forbrukere kvie seg for å satse stort på bruk av hydrogen. Dermed blir ingen kontrakter inngått. Norge sto tidligere overfor et tilsvarende problem for salg av norsk gass til Europa. Uten kunder var det for usikkert å bygge ut transportinfrastruktur, og uten transportinfrastruktur var det vanskelig å skaffe kunder. I 1986 ble Troll-avtalen inngått, en avtale om salg av gass fra Trollfeltet til flere vest-europeiske land, og som var verdens største energikontrakt.⁷¹ Avtalen kom i stand hele ti år før leveransene skulle begynne, og før de nødvendige gassrørene var lagt.⁷² Dersom Norge skal bli en eksportør av blått hydrogen, bør man tenke i lignende baner. Ettersom det fra europeisk hold er ambisiøse energiomstillingsplaner bør det være mulig å lage en avtale som lønner seg for begge parter. EU har siden Troll-avtalen liberalisert energimarkedene, som gjør

at sentraliserte avtaler som Troll-avtalen neppe er realistisk. Norske myndigheter kan løse dette problemet ved å, enten alene eller sammen med EU, gi garantier for langsiktige kontrakter mellom mindre enkeltaktører, som ellers er inngått på kommersielle vilkår.

Gjennomføre fullskalaprojektet Northern Lights, og støtte opp under fremtidig CO₂-lagring på kommersielle vilkår:

Karbonfangst og –lagring i Norge er en forutsetning for produksjon av blått hydrogen. Northern Lights-prosjektet vil gi erfaringer og teknologiutvikling knyttet til CCS, og bør derfor gjennomføres. En forutsetningen for prosjektet må være at det åpnes for at deler av lagringskapasitet til at brønnen kan brukes til blå hydrogenproduksjon. Dersom blått hydrogen skal produseres i stor skala, trengs det mer omfattende lagringsløsninger enn Northern Lights-prosjektet ser ut til å gi. Norske myndigheter bør sørge for gode rammevilkår for utvikling av fremtidig lagringskapasitet, men den utviklingen bør likevel kunne rettferdiggjøres kommersielt uten statsstøtte, for eksempel gjennom potensialet for EOR.

Jobbe for at gass med høy innblanding av hydrogen klassifiseres som en egen ting i EUs nye taksonomi:

Gass er ikke klassifisert som bærekraftig i EUs taksonomi. Gass med høy innblanding av hydrogen kan gi vesentlig utslippsreduksjoner, og bør derfor vurderes som et annet produkt. Det vil ikke være bærekraftig i 2050, når EU skal ha nådd nullutslipp, men bør bli vurdert som bærekraftig i en overgangsperiode hvis utslippene per energienhet er klart lavere enn i den europeiske kraftmiksen.

Jobbe for at det utvikles markedsløsninger for distribusjon av hydrogen i gassnettverk i EU:

Dersom gass med hydrogen distribueres i et gassnettverk, får alle kundene samme blanding av gass og hydrogen. Det er da vanskelig å ta betalt for at innblandingen av hydrogen gir lavere utslipp. En mulighet er å utvikle markedsløsninger for at enkelte kunder kan betale for hydrogenet som er innblandet, selv om de rent fysisk får levert den sammen blandingen som alle andre kunder, etter modell av opprinnelsesgarantier for fornybar energi.⁷³ For å få det til må norske myndigheter og markedsaktører samarbeide med EU og nasjonale myndigheter i EU om regelverksutvikling.

Arbeide for distribusjon av hydrogen via gassrørledningene som går fra norsk sokkel til resten av Europa, og undersøke muligheten for distribusjon av hydrogen videre i eksisterende infrastruktur:

Dersom det er mulig å frakte blått hydrogen produsert i Norge via gassrørledningene som allerede finnes, vil det fjerne en av de største hindringene for norsk eksport. Norge bør derfor intensivere forskningsinnsatsen på det temaet, og sette i gang et regulatorisk arbeid for å muliggjøre slik transport. Det inkluderer å fastsette tariffen for transport av hydrogen på et nivå som både kan gjøre produksjon av blått hydrogen i Norge lønnsomt og kompensere eierne av gassrørledningene for ekstrakostnadene dette forårsaker. Siden Zeepipe og Franpipe ender opp på steder med eksisterende rørinfrastruktur for transport av hydrogen, bør det særlig undersøkes om det er mulig å knytte blått hydrogen som transporteres i disse til denne infrastrukturen.

Konklusjon

Norge er kanskje det landet i Europa med størst potensiale for produksjon av grønt og blått hydrogen, med både omfattende fornybare energiresurser, et kommende kraftoverskudd, stor produksjon av gass og gode forutsetninger for lagring av CO₂. Hydrogen ser ut til å få en sentral plass i EUs klimastrategi fremover. Det gir store muligheter for Norge. Disse mulighetene vil imidlertid ikke bli realisert av seg selv. Tyskland ser mot andre EU-land for produksjon av fornybar energi til grønt hydrogen, ikke til Norge. I resten av Europa er det lite interesse for blått hydrogen som klimaløsning. Fordi produksjon av blått hydrogen må skje i stor skala, med store investeringskostnader knyttet til realisering av karbonlagring, er man avhengig av et langsiktig marked man kan levere til.

Utfordringen ligner på mange måter den utviklingen av norske gassressurser hadde på 1970- og 1980-tallet.⁷⁴ Da hadde man gjort betydelige funn, men infrastrukturen for å levere gassen til kunder i Europa var ikke på plass, og disse kundene hadde andre potensielle kilder til energi. For å rettferdiggjøre de store investeringskostnadene i rørtransport gjennom Nordsjøen var det nødvendig med langsiktige kontrakter med gasskjøpere. Energimarkedet har endret seg mye siden da, som gjør at tilsvarende langsiktige kontrakter for blått hydrogen fremstår urealistisk. Men det er fortsatt behov for langsiktig strategisk tenkning dersom Norge skal bli en viktig produsent av hydrogen. Dersom Norge ikke posisjonerer seg som en leverandør av hydrogen, kan resultatet bli at EUs klimamål gjør at markedet for norsk gass gradvis forsvinner. Dersom Norge derimot får på plass produksjon av blått hydrogen, kan norsk gass gå fra å være et klimaproblem som Europa ønsker å bli kvitt, til å bli en klimaløsning som bidrar til nullutslipp i alt fra industri til transport.

Utvikling av blått hydrogen må være en kommersiell beslutning, foretatt av selskapene selv. Å gjøre en satsing på blått hydrogen avhengig av offentlig støtte, ville innebære å ta en viktig kilde til inntekter for staten, gass, og gjøre det om til en utgift. Men norske myndigheter har likevel en viktig rolle å spille i å legge til rette for norsk hydrogenproduksjon. Ikke minst er det nødvendig å bidra til utvikling av transportløsninger, videreutvikle mulighetene for CO₂-lagring på norsk sokkel, og å bidra til at blått hydrogen får en plass i EUs klimastrategier.

Civita er en liberal tankesmie som gjennom sitt arbeid skal bidra til økt kunnskap og oppslutning om liberale verdier, institusjoner og løsninger, og fremme en samfunnsutvikling basert på respekt for individets frihet og personlige ansvar. Civita er uavhengig av politiske partier, interesseorganisasjoner og offentlige myndigheter. Den enkelte publikasjonsforfatter(e) står for alle utredninger, konklusjoner og anbefalinger, og disse analysene deles ikke nødvendigvis av andre ansatte, ledelse, styre eller bidragsytere. Skulle feil eller mangler oppdages, ville vi sette stor pris på tilbakemelding, slik at vi kan rette opp eller justere.

Ta kontakt med forfatterne på haakon@civita.no, simon@civita.no eller civita@civita.no.

Sluttnoter

- 1 IEA <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- 2 DNV-GL 2019 PRODUKSJON OG BRUK AV HYDROGEN I NORGE
- 3 IEA 2019 – The future of Hydrogen
- 4 Se: <https://e24.no/olje-og-energi/i/JoRBLJ/nel-og-yara-skal-gjoere-groent-hydrogen-billigere-vi-maa-bare-jage-videre> og <https://www.heroya-industripark.no/aktuelt/yara-og-nel-satser-paa-ren-hydrogen-og-groenn-gjoedsel-bygger-pilotanlegg-paa-heroeya>
- 5 IEA (2019) The Future of Hydrogen, side 95.
- 6 <https://energiogklima.no/nyhet/hydrogen-skal-gjore-svensk-stal-klimavennlig/>
- 7 Luidold, Stefan & Antrekowitsch, Helmut. (2007). Hydrogen as a reducing agent: State-of-the-art science and technology. JOM. 59. 20-26. 10.1007/s11837-007-0072-x.
- 8 <http://www.hybritdevelopment.com/hybrit-toward-fossil-free-steel>
- 9 <https://corporate.arcelormittal.com/media/case-studies/hydrogen-based-steelmaking-to-begin-in-hamburg>
<https://www.cleanenergywire.org/news/thyssenkrupp-tests-use-hydrogen-steel-production-bring-down-emissions>
- 10 <https://www.statkraft.com/newsroom/news-and-stories/archive/2020/hydrogen-og-stal/>
- 11 IEA (2019) The Future of Hydrogen, side 117.
- 12 <https://www.tu.no/artikler/hydrogenteknologi-kan-bli-den-neste-store-eksportvaren-for-norsk-industri/453020>
- 13 <https://www.tu.no/artikler/norled-bygger-verdens-forste-hydrogen-ferge/452526>
- 14 <https://sysla.no/maritim/a/rAKm0w/eidesvik-far-verdens-frste-utslippsfrie-offshorefarty>
- 15 <https://www.ssb.no/statbank/table/11823/tableViewLayout1/>
- 16 <https://www.ssb.no/statbank/table/11823/tableViewLayout1/>
- 17 <https://www.jernbanedirektoratet.no/no/strategier-og-utredninger/utredninger/vurderer-flere-nullutslippslosninger/>
- 18 <https://www.sintef.no/siste-nytt/dette-ma-du-vite-om-hydrogen/>
- 19 <https://www.tu.no/artikler/vil-ha-kortdistanse-flytrafikk-over-pa-hydrogen/396172>
- 20 <https://samferdsel.toi.no/hjem/langsiktig-onskedrom-eller-snart-realitet-article34446-98.html>
- 21 https://en.wikipedia.org/wiki/North_American_X-15
- 22 <https://www.theguardian.com/environment/2020/jan/24/hydrogen-uk-gas-grid-keele-university>
- 23 <https://hydrogeneurope.eu/green-heating-and-cooling>
- 24 https://www.bmbf.de/files/bmwi_Nationale%20Wasserstoffstrategie_Eng_s01.pdf?fbclid=IwAR2x5_Fwh3o1pqa5ouwi1CYyIKuLF2FTKfqHPMtCFjARNtb8PW3cfUEL1ZY
- 25 <https://carbon-pulse.com/101927/?fbclid=IwAR22eMLKs0b6vKQfJf66h-p0izqxQU7GKPWb-HRMs8eLttMr0-sCNaOua1Nc>
- 26 <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- 27 <https://thema.no/wp-content/uploads/THEMA-rapport-2019-07-Systemvirkninger-og-naeringsperspektiver-ved-hydrogen.pdf> s.14
- 28 <https://www.norskpetroleum.no/en/production-and-exports/production-forecasts/>
- 29 Utreget fra oljedirektoratets ressursregnskap
- 30 Ibid.

- 31 Agora Energiewende and Sandbag (2020): The European Power Sector in 2019: Up-to-Date Analysis on the Electricity Transition
- 32 IEA 2019 – The role of gas in today’s energy transitions, side 68
- 33 <https://ccsnorway.com/no/hvorfor-norge/>
- 34 <https://www.equinor.com/no/news/evaluating-conversion-natural-gas-hydrogen.html>
- 35 <https://www.equinor.com/no/news/2020-02-06-climate-roadmap.html>
- 36 <https://www.repsol.com/en/press-room/press-releases/2019/repsol-will-be-a-net-zero-emissions-company-by-2050.cshtml>
<https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/trending/ZvmrohHcBffylZlr-qF6A2>
<https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bernard-looney-announces-new-ambition-for-bp.html>
- 37 https://www.sintef.no/globalassets/project/hyper/presentations-day-1/day1_1200_gardarsdottir_comparative-techno-economic-assessment-of-low-co2-hydrogen-production-technologies_sintef.pdf
- 38 IEA, The Future of Hydrogen, 2019.
- 39 IEA, The Future of Hydrogen, 2019 s. 53
- 40 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a02a0c80-77b2-462e-a9d5-1099e0e572ce/IEA-The-Future-of-Hydrogen-Assumptions-Annex.pdf>
- 41 [https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-5#tab-googlechartid_chart_11_filters=%7B%22rowFilters%22%3A%7B%7D%3B%22columnFilters%22%3A%7B%22pre_config_ugeo%22%3A%5B%22European%20Union%20\(current%20composition\)%22%3B%22Germany%22%5D%7D%7D](https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-5#tab-googlechartid_chart_11_filters=%7B%22rowFilters%22%3A%7B%7D%3B%22columnFilters%22%3A%7B%22pre_config_ugeo%22%3A%5B%22European%20Union%20(current%20composition)%22%3B%22Germany%22%5D%7D%7D)
- 42 Gitt karbonintensiteten på energimiksen i Europa i 2016, 296 gCO₂/kWh, og at det kreves 50 kWh strøm for å produsere 1 kg hydrogen ved elektrolyse.
- 43 Gitt karbonintensiteten i energimiksen i Tyskland i 2016, lik 441 gCO₂/kWh.
- 44 <https://www.cleanenergywire.org/factsheets/germanys-national-hydrogen-strategy>
- 45 https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_consumption_in_households#Energy_products_used_in_the_residential_sector
- 46 <https://www.regjeringen.no/contentassets/8ffd54808d7e42e8bce81340b13b6b7d/regjeringens-hydrogenstrategi.pdf>
- 47 <https://www.nho.no/contentassets/e41282b08ceb49f18b63d0f4cc9c5270/industrielle-muligheter-og-arbeidsplasser-ved-storskala-co2-handtering-i-norge.pdf> s. 13
- 48 Det norske oppstartselskapet ZEG Power utvikler en modulbasert teknologi for produksjon av blant annet hydrogen med integrert CO₂-fangst, som vil gjøre det mulig å produsere blått hydrogen også i mindre skala. Det vil likevel være behov for større skala for lagre CO₂.
- 49 <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>
- 50 *ibid.*
- 51 http://publikasjoner.nve.no/rapport/2019/rapport2019_12.pdf (s.16)
- 52 <https://www.vindportalen.no/Vindportalen-informasjonssiden-om-vindkraft/Vindkraft/Vindkraft-i-Norge>
- 53 <https://www.varanger-kraft.no/hydrogen/>
- 54 <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/energibalanse>
- 55 <https://www.ssb.no/energi-og-industri/statistikker/energibalanse>
- 56 <https://www.nrk.no/nordland/pa-mo-i-rana-vil-de-starte-gront-industrieventyr-og-produsere-stal-med-hydrogen-1.15039605>
- 57 <https://www.nve.no/nasjonal-ramme-for-vindkraft/>
- 58 <https://www.nrk.no/norge/regjeringen-dropper-nasjonal-rammeplan-for-vindkraft-1.14744999>

- 59 <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/historisk-innstramming-av-vindkraftpolitikken/id2714900/>
- 60 https://ec.europa.eu/info/publications/sustainable-finance-teg-taxonomy_en
- 61 Technical annex to the TEG final report on the EU taxonomi (2020), side 180 https://ec.europa.eu/info/publications/sustainable-finance-teg-taxonomy_en
- 62 Verdiene er hentet fra en teknisk rapport som skal utgjøre beslutningsgrunnlaget for Kommisjonen, men i tråd med Art. 10 (3) i forordningen om EUs taksonomi skal Kommisjonen vedta endelige standarder som skal oppdateres: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32020R0852&from=EN>
- 63 Se <https://blogg.sintef.no/sintefenergy-nb/gassteknologi/olje-laks-og-flytende-hydrogen-norges-neste-store-eksportvare/>
- 64 Et spørsmål Sintef og NTNU forsker på sammen med flere selskaper i prosjektet HyLINE <https://www.sintef.no/prosjekter/hyline-sikre-rorledninger-for-hydrogentransport/>
- 65 Mulighetene for å få til det har blant annet tidligere blitt undersøkt av EU i prosjektet NaturalHy: https://www.fwg-gross-bieberau.de/fileadmin/user_upload/Erneuerbare_Energie/Naturalhy_Brochure.pdf
- 66 Ifølge NaturalHy.
- 67 <https://hydeploy.co.uk/>
- 68 Se kart over AirLiquides distribusjonsnettverk i Europa <https://www.airliquide.com/industry/supply-modes>
- 69 <https://www.gassco.no/hva-gjor-vi/ror-plattformer/zeepipe/>
- 70 Et slikt eksempel er det Agendas "Fire samfunnsoppdrag for rettferdig og grønn vekst", der politikere fra Arbeiderpartiet, Senterpartiet, Sosialistisk Venstreparti og Miljøpartiet de Grønne er enige om et mål om "Minimum produksjon av 400.000 tonn ren hydrogen per år innen 2030", som skal utløses gjennom diverse statlige virkemidler, som et statlig hydrogenselskap, tilskudd og krav, og et hydrogenfond. https://tankesmienagenda.no/uploads/documents/medias/fire_samfunnsoppdrag_1592989805537.pdf
- 71 https://web.archive.org/web/20150531032127/http://www.norskolje.museum.no/modules/module_123/proxy.asp?!=498&C=215&D=2
- 72 <https://no.wikipedia.org/wiki/Trollavtalen>
- 73 Det kan argumenteres for at en slik løsning gir mer reelle utslippskutt enn man får med opprinnelsesgarantier for fornybar kraft. Med opprinnelsesgarantier betaler kunder for kapasitet som uansett er i drift og distribueres i nettet. Med "hydrogengarantier" kan betalingen til kunder knyttes direkte til mengden hydrogen som blandes inn i gassnettverket.
- 74 Se for eksempel her for en historisk gjennomgang: https://www.norskolje.museum.no/wp-content/uploads/2016/02/3431_e5a91229f2b5494f9e05800809b3de49.pdf

Forsidebilde: Harald Pettersen, Statoil/Equinor - Tjeldbergodden