



Sammenhengende verdikjeder for hydrogen

En utredning på oppdrag for Olje- og energidepartementet, mai 2023

Om Oslo Economics

Oslo Economics utreder samfunnsfaglige problemstillinger og gir råd til bedrifter, myndigheter og organisasjoner. Våre analyser kan være et beslutningsgrunnlag for myndigheter, et informasjonsgrunnlag i rettslige prosesser, eller for interesseorganisasjoner. Vi forstår problemstillingene som oppstår i skjæringspunktet mellom marked og politikk.

Oslo Economics er et samfunnsfaglig rådgivningsmiljø med erfarne konsulenter med bakgrunn fra offentlig forvaltning og ulike forsknings- og analysemiljøer. Vi tilbyr innsikt basert på bransjeerfaring, fagkompetanse og et nettverk av samarbeidspartnere.

Om SINTEF

SINTEF er ett av Europas største uavhengige forskningsinstitutter, med flerfaglig spisskompetanse innenfor teknologi, naturvitenskap og samfunnsvitenskap, og utfører hvert år flere tusen oppdrag for små og store kunder i Norge, Europa og globalt. SINTEF er en stiftelse med mer enn 2200 ansatte som siden 1950 har skapt innovasjon gjennom utviklings- og forskningsoppdrag for næringsliv og offentlig sektor i inn- og utland.

SINTEF er et ledende og anerkjent fagmiljø som har en betydelig forskningsaktivitet på hydrogen og gjennomfører relaterte prosjekter fra anvendt forskning, via teknologiutvikling til markedsimplementering.

Om Greensight

Greensight er et rådgivningsselskap med fokus på fornybar energiproduksjon og anvendelser av fornybar energi. Vi har spesialisert oss på verdikjeden for grønt hydrogen, og har gjennomført en rekke prosjekter på dette området de siste årene. Prosjektene har vært rettet mot ulike deler av verdikjeden og gir oss god innsikt i hele verdikjeden og koblingene mellom de ulike komponentene i den.

Sammenhengende verdikjeder for hydrogen/OE-rapport 2023-35

© Oslo Economics, 29. mai 2023

Kontaktperson:

Guro Landsend Henriksen / Partner

glh@osloeconomics.no, Tel. 928 04 648

Foto/illustrasjon: iStockphoto.com

Innhold

Sammendrag og konklusjoner	5
1. Om oppdraget	20
1.1 Bakgrunn for oppdraget	20
1.2 Mandat for oppdraget	20
1.3 Gjennomføring av oppdraget	21
1.4 Forkortelser	21
1.5 Rapportstruktur	22
Del I: Teknologi- og markedsanalyse	24
2. Teknologi- og markedsstatus for hydrogen	25
2.1 Produksjon av hydrogen	26
2.2 Transport og lagring av hydrogen	40
2.3 Bruk av hydrogen i Norge	50
2.4 Eksempler på sammenhengende verdikjeder	66
3. Eksportmuligheter for norsk hydrogen	71
4. Fortrinn og utfordringer for norske bidrag i verdikjeder for hydrogen	76
4.1 Hva menes med fortrinn?	76
4.2 Innsatsfaktorer for produksjon av hydrogen	76
4.3 Hva påvirker vurderingen av om Norge selv skal produsere hydrogen?	87
4.4 Avveining mellom hydrogenproduksjon og annen næring	88
Del II: Scenarioanalyse	90
5. Scenarier for produksjon og bruk av hydrogen i Norge	91
5.1 Lavt scenario	92
5.2 Middels scenario	94
5.3 Høyt scenario	96
5.4 Grunnlag for beregninger	98
6. Energisystemanalyse	100
6.1 Analyse av effekter i 2030-perspektiv	101
6.2 Analyser av fleksibelt kraftforbruk for hydrogen	105
Del III: Virkemiddelanalyse	111
7. Effektiv virkemiddelbruk og eksisterende virkemidler på klimaområdet	112
7.1 Teoretisk utgangspunkt - markedssvikter og effektiv virkemiddelbruk	112
7.2 Eksisterende og foreslåtte virkemidler i Norge og EU	120
7.3 Viktige virkemidler i utvalgte land utenfor EU	143
7.4 Vurdering av dagens virkemidler	144
7.5 Samlet vurdering av behov for økt virkemiddelbruk	153

8. Vurdering av nye virkemidler for å fremskynde utviklingen av hydrogenverdikjeder

155

8.1 Kriterier for vurdering av nye virkemidler	155
8.2 Mulige virkemidler	159
8.3 Økte og mer omfattende karbonpriser	160
8.4 Videreføring og justering av dagens subsidieordninger	161
8.5 Innføring av drifts- eller produksjonsstøtte	163
8.6 Regelverk og pålegg	170
8.7 Krav i konsesjon/tillatelser	172
8.8 Offentlige anskaffelser	173
8.9 Avtaler mellom stat og næring	175
8.10 Statlig eierskap	178
8.11 Oppfølging av prosesser for regelverksutforming og standardisering	181
8.12 Sikre tilgang på viktige innsatsfaktorer inkludert kompetent arbeidskraft	182
8.13 Anbefaling om virkemidler	182

9. Referanser 184

Sammendrag og konklusjoner

Regjeringen har et mål om å bidra til å bygge opp en sammenhengende verdikjede for hydrogen i Norge, med hydrogenproduksjon til innenlandsk bruk, og til samfunnsøkonomisk lønnsom eksport. EU har varslet en stor satsing på hydrogen, som inkluderer import av opp til 10 millioner tonn i 2030, og USA har innført sterke virkemidler for å fremme hydrogenproduksjon gjennom sin Inflation Reduction Act. Europa er inne i en energikrise, med et stort importbehov både for norsk naturgass og fornybar kraft. Disse utviklingstrekkene representerer både muligheter og utfordringer for den norske satsingen på hydrogen, og for avveiningen mellom de ulike formene for energiekseport.

Norge har gode naturgitte forutsetninger for produksjon av hydrogen, både basert på fornybar energi (grønt hydrogen) og basert på reformering av naturgass med karbonfangst og -lagring (blått hydrogen). Vi har i tillegg betydelig aktivitet og kompetanse i industri og akademisk tilknyttet hydrogenproduksjon og i næringer der hydrogen har stort potensial for anvendelse og vil utgjøre viktige bidrag til reduserte klimagassutslipp.

I 2030 forventes industri og maritim transport å være de dominerende avtakerne av hydrogen i Norge, men totalvolumet vil være begrenset. I 2050 ligger det an til et betydelig større innenlandsk bruksvolum, og da ventes tungtransport på land også å være en vesentlig hydrogenbruker. Det er stor usikkerhet om den faktiske utviklingen, blant annet som en følge av usikker hastighet på teknologisk utvikling og kostnadsutvikling i ulike sektorer, samt usikkerhet om utvikling i karbonpriser og relative rammevilkår for hydrogenproduksjon og -anvendelse i Norge og andre relevante land.

Vi har skissert tre scenarioer for fremtidig produksjon og bruk av hydrogen i Norge. I det lave scenarioet produseres det marginalt med grønt hydrogen i 2030, og om lag 190 000 tonn i 2050. I det høye scenarioet har Norge en betydelig innenlandsk etterspørsel etter hydrogen, men er først og fremst en viktig eksportør av blått hydrogen, med en eksport på over 9 millioner tonn av en samlet produksjon i 2050 på nesten 10 millioner tonn. Et slikt høyt scenario vil kreve om lag 65 TWh fornybar kraft, og et naturgassforbruk tilsvarende 31 prosent av norsk produksjon i 2021. Det høye scenarioet vil kunne redusere norske klimagassutslipp med 10 prosent i 2050, og globale utslipp med 0,2 prosent.

Vi har i denne utredningen undersøkt hvilke konsekvenser hydrogenproduksjon har på kraftsystemet. I de kraftsystemanalyser som er utført, simulerer vi kraftpriser i de tre scenarioene i et 2030-perspektiv. Forskjellen i kraftforbruk mellom det lave og det høye scenarioet er 11 TWh. Den gjennomsnittlige kraftprisen for Norge øker med 7 prosent (7 øre/kWh) fra lav- til høy-scenarioet, når man holder kraftproduksjonen uendret. Til sammenligning viser tidligere analyser at variasjon i prisen på naturgass kan ha større betydning for kraftpris enn en slik forbruksøkning. Det henger sammen med at forbruksøkningen er begrenset sett opp mot samlet produksjonskapasitet. Ved etablering av fleksibel hydrogenproduksjon oppnår hydrogenproduksjon lavere kraftpriser enn gjennomsnittlig kraftpris. Det bidrar til å øke lønnsomheten ved hydrogenproduksjon.

Etablering av verdikjeder og markeder for hydrogen er avhengig av tilstrekkelig korreksjon for negative klimaeksternaliteter gjennom karbonpriser eller andre virkemidler, og korreksjon for positive kunnskaps-eksternaliteter gjennom støtte til teknologiutvikling og oppskalering. Mange slike virkemidler er i dag på plass gjennom regulering og subsidieordninger nasjonalt og på EU-nivå. Manglende karbonprising i

sektorer med stort potensial for anvendelse er imidlertid en barriere for fullskala investeringer. Dette reduserer lønnsomheten av investeringer i lav- og nullutslippsteknologier, og medfører at aktører kan forvente økte driftskostnader ved omlegging til hydrogen sammenlignet med fossile alternativer.

For å fremme hydrogenverdikjeder anbefaler vi i første omgang å benytte virkemidler som fremmer markeder for klimateknologi generelt. Dette inkluderer å utforske mulighetsrommet for økte og mer omfattende CO₂-priser (kvoter og avgifter) og innføring av krav til lav- og nullutslippsløsninger der det vurderes teknologisk mulig og kostnadseffektivt og med tilstrekkelige overgangsperioder før kravene trer i kraft. Dette vil gi forutsigbarhet og øke lønnsomheten av lav- og nullutslippsteknologi, inkludert hydrogen, men vil ikke nødvendigvis gi sterke bidrag til utvikling av hydrogenverdikjeder der det finnes andre rimeligere klimatiltak. Det er også begrenset hvor store avgifter og hvor kostbare krav som kan innføres nasjonalt uten risiko for utflagging og karbonlekkasje eller nedleggelse av virksomhet.

Andre viktige tiltak vil handle om å sikre god tilgang på sentrale innsatsfaktorer til hydrogenverdikjedene. Offentlig støtte og tilrettelegging for utbygging av fornybar kraftproduksjon og nettinfrastruktur vil gi en indirekte støtte til grønn hydrogenproduksjon. Fortsatt utbetaling av CO₂-kompensasjon vil også redusere kostnadene knyttet til kraften som medgår i produksjonen. Tiltak for utdanning og videreutdanning som øker tilgangen på kompetanse vil også være relevant.

Selv om det i dag er moden teknologi for produksjon og enkelte former for anvendelse av hydrogen, er det fremdeles behov for teknologiutvikling flere steder i verdikjedene, og ved sammensetting i nye verdikjeder. Dagens støtteordninger til forskning og teknologiutvikling bør derfor videreføres. Det bør også vurderes en styrket innsats på standardiseringsarbeid som vil fjerne barrierer for distribusjon, lagring og bruk. På sikt kan det være behov for styrket virkemiddelbruk for utvikling av infrastruktur for anvendelse innenfor maritim og landbasert transport. Det statlige eierskapet i infrastrukturselskaper bør utnyttes i de sektorene det er relevant.

Dersom det er ønskelig å akselerere utviklingen av hydrogenverdikjeder ytterligere, kan innføring av differansekontrakter for hydrogen være et treffsikkert virkemiddel for å løse utfordringer med høye driftskostnader ved bruk av hydrogen, og usikkerhet om utviklingen i prisdifferansen mot fossile alternativer. For å i størst mulig grad bidra til utvikling av helhetlige verdikjeder for hydrogen i Norge, bør differansekontraktene rettes mot grønn hydrogenproduksjon, men kun i den utstrekning det også finnes modne prosjekter på forbrukssiden. Demonstrasjon, testing og skalering av mindre moden teknologi bør heller skje gjennom investeringsstøtte.

Differansekontrakter innebærer at staten påtar seg en langsiktig betalingsforpliktelse som påvirker handlingsrommet i fremtidige budsjetter. Differansekontrakter er et sterkt virkemiddel som vil sikre bedriftsøkonomisk lønnsomhet for hydrogenproduksjon uavhengig av om dette er den mest kostnads-effektive klimaløsningen eller den mest samfunnsøkonomisk lønnsomme anvendelsen av kraften. Dette gir risiko for ineffektiv ressursbruk og stiller høye krav til god innretning av kontraktene. Eventuelle differansekontrakter bør tilpasses teknologimodenhet på produksjons- og på forbrukssiden, legge til rette for konkurranse om kontraktene, og være i tråd med utviklingen av fornybar kraftproduksjon.

Knapphet på fornybar kraft, nettkapasitet, kompetent arbeidskraft og areal gjør at hydrogenverdikjedene står i et konkurranseforhold til utvikling av annen bærekraftig virksomhet i Norge. En økt satsing på hydrogen må derfor prioriteres opp mot andre satsinger og hensyn til natur og miljø.

Bakgrunn og mandat for utredningen

Veikart for hydrogen (Meld. St. 36 (2020-2021)) angir retning og ambisjonen for utvikling og bruk av hydrogen i Norge. Slik det går frem av Tilleggsmelding til Meld. St. 36 (2020-2021), vil regjeringen bidra til å bygge opp en sammenhengende verdikjede for hydrogen produsert med lave eller ingen utslipp der produksjon, distribusjon og bruk utvikles parallelt. Regjeringen har også som ambisjon å legge til rette for produksjon av hydrogen med lave eller ingen utslipp for å dekke den nasjonale etterspørselen. Bakgrunnen for dette er mål om å redusere norske klimagassutslipp.

Oslo Economics, SINTEF, Greensight og NTNU har samarbeidet om å utrede verdikjeder for hydrogen i Norge. Oppdraget er gitt av Olje- og energidepartementet. Mandatet spesifiserer at utredningen skal omfatte (i) en teknologi- og markedsstatus for produksjon, transport og bruk av hydrogen, (ii) beskrivelse av markedssvikt, (iii) utvikling av tre scenarioer for et fremtidig hydrogenmarked i Norge, (iv) en vurdering av hydrogen inn i det samlede kraftsystemet i Norge, (v) en vurdering av markedsmuligheter for eksport av hydrogen, (vi) oversikt over eksisterende virkemidler og (vii) en vurdering av forsterkede virkemidler på området.

Arbeidet med utredningen har skjedd i perioden november 2022 – april 2023. Arbeidet baserer seg på omfattende dokumentasjon i form av forskningsartikler og tidligere utredninger, og det er gjennomført en rekke intervjuer med sentrale aktører på hydrogenfeltet i tillegg til flere arbeidsmøter med oppdragsgiver. Det er også tatt hensyn til innspill fra andre sentrale aktører på området.

Rapporten består av tre deler; i del 1 behandler vi status for marked og teknologi, i del 2 gjennomgår vi scenarioer for hydrogenverdikjeder i Norge i 2030 og 2050, og i del 3 omtaler vi markedssvikt og vurderer virkemiddelbruk.

Hydrogen i Norge i dag

I Norge produseres og forbrukes det årlig rundt 225 000 tonn hydrogen, blant annet som integrerte steg i ammoniakkproduksjon på Herøya og metanolproduksjon på Tjeldbergodden. Disse produksjonsprosessene er basert på naturgass som innsatsfaktor i produksjonsprosessene og produsert CO₂ slippes ut til luft. Utover dette er dagens forbruk på middels til små volumer integrert i industriprosesser for oljeraffineri, smelteverk og kjemikalieindustri. Grønn produksjon ved vannelektrolyse gjennomføres i dag blant annet ved Nouryon, Nippon Gases og Glencore Nikkelverk.

Hydrogen som virkemiddel for å redusere klimagassutslipp

Hydrogen er en energibærer som hovedsakelig kan brukes som:

- kjemisk innsatsfaktorer i industrien (for eksempel i produksjon av ammoniakk og metanol)
- drivstoff i brenselceller som produserer strøm
- brensel for høytemperatur industriprosesser og oppvarming av bygninger
- brensel i forbrenningsmotorer og gassturbiner
- reduksjonsagent i for eksempel stålproduksjon
- energilagringsmedium ved for eksempel sesongbasert kraftproduksjon

Hydrogen benyttes i dag primært i industrien, og det er i all hovedsak hydrogen som er fremstilt gjennom reformering av naturgass, uten karbonfangst og -lagring. Det oppstår ikke klimagasser ved brenning av rent hydrogen, og dersom produksjonen av hydrogenet også skjer uten vesentlige eller noen utslipp av klimagasser, kan hydrogen være et viktig bidrag til reduksjon i utslipp av klimagasser i Norge og i verden.

Hydrogen kan produseres fra vann og elektrisk kraft ved hjelp av elektrolyse. Dersom kraften er fornybar, omtales dette gjerne som grønt hydrogen, og når kraften som benyttes er fullt ut fornybar, vil det ikke være klimagassutslipp ved produksjon eller bruk av grønt hydrogen. Hydrogen kan også produseres fra naturgass gjennom reformering, med tilhørende fangst og lagring av produsert CO₂, omtalt som blått hydrogen. Avhengig av fangstgraden og utslipp som følger med ved produksjon av naturgassen vil også blått hydrogen medføre relativt lave klimagassutslipp.

Det medgår om lag 50-55 kWh kraft for å produsere ett kilo grønt hydrogen, og dette hydrogenet har et energiinnhold på 33 kWh (lower heating value, LHV). Storstilt produksjon av grønt hydrogen krever derfor betydelig tilgang på fornybar kraft. Samtidig er tilgang på fornybar kraft også er nødvendig for annen grønn omstilling, som direkteelektrifisering og karbonfangst og -lagring.

Teknologisk status og anvendelsesområder

Teknologiene for produksjon av både grønt og blått hydrogen er modne. Det finnes også teknologier for bruk av hydrogen i industri og transport som er modne, implementert og kommersialisert, som for eksempel bruk av hydrogendrevne brenselceller i kjøretøy og tog. Samtidig er det en rekke anvendelser, som luftfart, der det fortsatt er behov for betydelig teknologisk utvikling før hydrogen kan tas i bruk. For skipsfart, som er en viktig næring i Norge, er flere av de relevante hydrogenteknologiene (brenselceller, lagringstanker mv.) i seg selv i stor grad modne, men i liten grad implementert i markedet. Det er fremdeles behov for videre teknologiutvikling for mer effektive systemløsninger og bedring av virkningsgrader.

Grønt hydrogen kan produseres ved bruk av flere ulike elektrolyseteknologier, hvorav noen er modne, mens andre fremdeles er under utvikling. Teknologiene skiller seg fra hverandre blant annet når det gjelder arealbehov, behov for sjeldne mineraler i elektrolysørene og deres evne til å regulere produksjonen opp og ned. Blått hydrogen benytter samme teknologi som for produksjon av grått hydrogen (dampreforming uten fangst av CO₂) slik det skjer i dag, kombinert med teknologi for karbonfangst, som også er moden og benyttet i stor skala. Det produseres likevel ikke blått hydrogen i skala i dag, og integrasjonen mellom karbonfangst og hydrogenproduksjonen kan karakteriseres som umoden for den mest aktuelle produksjonsprosessen.

I Norge ser vi at det er en rekke potensielle og aktuelle brukere av hydrogen, i industri, transport og bygg og anlegg. De største volumene, slik det fremkommer i våre analyser, vil i 2030 kunne komme til anvendelse i industrien og i maritim transport. I industrien er det særlig planer om ny industrivirksomhet for produksjon av bærekraftig drivstoff til transportsektoren som er forventet å dominere i 2030. Lenger frem i tid, i 2050, vil også landtransport på vei, luftfart og bygg- og anleggssektoren kunne bli betydelige brukere av hydrogen og hydrogenderivater. Slik vi vurderer det vil mye av etterspørselen komme kort tid etter 2030, og hydrogen-volumene (i form av grønt og blått hydrogen) som brukes i Norge i 2030 forventes derfor å bli relativt begrensede, i størrelsesorden 14 000 til 120 000 tonn. I 2050 forventer vi at innenlandsk forbruk kan øke til i størrelsesorden 160 000 til 650 000 tonn grønt og/eller blått hydrogen. Alle volumene som presenteres i denne rapporten er nye hydrogenvolumer, altså volumer som kommer i tillegg til dagens norske hydrogenproduksjon på om lag 225 000 tonn (NVE, 2019). Unntaket er industri i 2050, der hele Yaras produksjonskapasitet er antatt som grønn produksjon i det høye scenariet, siden dette konverteres fra bruk av naturgass til ny grønn produksjon.

Det er viktig å påpeke at det er stor usikkerhet i alle fremskrivninger. Hvor stor den endelige etterspørselen i Norge vil bli, er knyttet til hvor mye ny industri som vil bli etablert og i hvor stor grad virkemiddelapparatet vil legge til rette for offentlig støtte til infrastruktur for hydrogenkjøretøyer og -fartøyer. Sammenlikner vi estimatene som er gjort i denne utredningen med tall fra Europeisk nasjoner med høye ambisjoner innen produksjon og bruk av hydrogen, er volumene indikert i tabellen svært beskjedne.

Tabell 0-1: Estimert forbruk av hydrogen i Norge i 2030 og 2050

Bruksområde	2030		2050	
	Volum hydrogenforbruk (1 000 tonn)	Kraftbehov (gitt kun grønt hydrogen (TWh))	Volum hydrogenforbruk (1 000 tonn)	Kraftbehov (gitt kun grønt hydrogen (TWh))
Industri	9-70	0,5-3,9	35-250	1,7-12,0
Landtransport	0,2-10	0,01-0,5	50-140	2,3-6,9
Togtransport	0-5	0-0,2	5	0,2
Maritim transport	5-30	0,3-1,5	55-180	2,7-8,6
Lufttransport	0	0	2-40	0,1-2,0
Bygg og anlegg	0-5	0-0,3	10-40	0,5-1,9
Kraftproduksjon	0	0	0	0
Totalt	14 – 120	0,8 – 6,4	157 – 655	7,5 – 31,6

Note: Hydrogenbehov i industrien inkluderer både anvendelse av hydrogen i eksisterende industri og ny industri.

I industrien er direkte elektrifisering og karbonfangst viktige alternativer til hydrogen for reduksjon i klimagassutslipp. Vi har lagt inn potensial for hydrogen i virksomheter der hydrogen synes å være den samfunnsøkonomisk mest effektive løsningen, og da er potensialet størst i gjødselproduksjon, varmeproduksjon i

smelteverk og aluminiumsproduksjon, kjemikalieproduksjon og ulike tørkeprosesser innen fôr- og mineralindustri. På kort sikt er innblanding av noe hydrogen i naturgass i Europas rørinfrastruktur mest sannsynlig, mens det på lengre sikt vil være mer aktuelt at hydrogen erstatter naturgass i sin helhet.

Innen veitransporten forventer vi at batterielektriske kjøretøy vil dominere frem mot 2030, men at det vil bli et større innslag av hydrogen i tungtransporten, særlig på langdistansetrekninger. Tilsvarende vil batterielektrisk drift, eventuelt i hybride løsninger, antagelig dominere flyvninger med mindre flytyper på kortbanenettet. For lengre flyruter og noe større flytyper, lengre lastebiltransporter og de fleste typer skipstransport (utover ferge og hurtigbåt på korte overfarter) er det mer sannsynlig at hydrogen eller hydrogenderivater vil være best egnet når transportsektoren skal avkarboniseres. For disse anvendelsene kan også biodrivstoff være et alternativ, men antakelig i begrensede volum da det ventes å være knapphet på bioressurser. Tilgangen på bærekraftige bioressurser er begrenset, og etterspørselen for å realisere avkarboniseringstiltak og for å oppnå negative utslipp via CO₂-fjerningsteknologier ventes å være betydelig. For togtransport vil det sannsynligvis være mer kostbart å elektrifisere linjene som ikke allerede er elektrifisert enn å satse på drift med hydrogen, men her er drivstoffbehovet beskjedent.

I bygg og anlegg peker nye studier på at det ligger godt til rette for direkte elektrifisering, men at bruk av hydrogen vil være aktuelt der krafttilgang er begrenset, der større maskiner er påkrevd og der krav til fleksibilitet gjør hydrogenløsningen konkurransedyktig. Det er i dag flere aktører som tilbyr løsninger for bruk av hydrogen til strømforsyning på bygg- og anleggsplasser. Det er krevende å vurdere sannsynlige hydrogenvolum i denne sektoren, men vi forventer at direkte elektrifisering (i form av batteri- og kabelløsninger) vil dominere frem til 2030. Frem mot 2050 forventer vi at hydrogen vil tas i bruk i større omfang ettersom man får mer erfaring med bruk av hydrogen og kostnadene ved bruk av hydrogen reduseres.

Hydrogen brukt som lagringsmedium for energi kan enten kategoriseres som produksjon eller bruk av hydrogen. Kraftproduksjon basert på hydrogen (re-elektrifisering) anses å ikke være aktuelt i betydelig omfang i Norge, bortsett fra i avsidesliggende områder der sesonglagring av fornybar kraft vil kunne bli en bærekraftig og viktig klimaløsning. I denne utredningen skiller vi derfor ikke hydrogen produsert av overskuddskraft fra vanlig produsert hydrogen, da begge er kilder til hydrogen som kan dekke behovene i industri og transport.

Det er relativt kostnadskrevende å transportere og lagre hydrogen. Dette tilsier at det vil kunne være fordelaktig å produsere hydrogen nær der hydrogenet skal anvendes. Dersom transportavstanden er stor, er hydrogenbærere som ammoniakk aktuelle alternativer. Fordelen med å transportere ammoniakk på f.eks. skip fremfor komprimert eller flytende hydrogen er den høyere volumetriske energitettheten, som muliggjør frakt av omtrent dobbelt så mye energi ved samme volum sammenlignet med flytende hydrogen, og nesten seks ganger så mye energi som komprimert hydrogen (350 bar). Hvor store energimengder som skal transporteres, og avstand mellom produksjon og bruk er de viktigste faktorene for konkurranseforholdet mellom alternativene. Hvordan energibæreren skal anvendes i sluttbruk (som hydrogen, ammoniakk eller andre hydrogenderivater) er også en avgjørende faktor, da all konvertering er beheftet med kostnader og energitap.

Samlet anslår vi, som vist i tabellen over, et innenlands forbruk av hydrogen på i størrelsesorden 1 60 000 til 660 000 tonn i 2050. Dette utgjør betydelige volumer, men sammenlignet med EUs planer om import av 10 millioner tonn hydrogen i 2030 er det likevel relativt begrenset. Dersom Norge tar en rolle som eksportør av hydrogen til EU, vil dette kunne utgjøre betydelig større mengder hydrogen enn det som blir benyttet innenlands i Norge. Storskala hydrogeneksport vil antagelig måtte skje basert på naturgass i overskuelig fremtid, grunnet knapphet på fornybar kraft og skalafordeler ved gassreforming. En rørledningsforbindelse vil i betydelig grad redusere transportkostnadene, og vil dermed legge til rette for konkurransedyktighet. Samtidig vil etablering av en slik rørledningsforbindelse kunne være svært kostbart, og Gassco arbeider for tiden med å vurdere dette.

Forutsetninger for norske bidrag til hydrogen-verdikjeder

Det er gode forutsetninger for både grønn og blå hydrogenproduksjon i Norge. Kostnadene for naturgass og kraft gjør store utslag på produksjonskostnaden. Norge har som en av verdens største eksportører av naturgass god tilgang på gass. Samtidig er ikke dette unikt, siden Norge eksporterer denne gassen gjennom rørledninger til land i Europa, med lav transportkostnad – landene som importerer den norske naturgassen har derfor også gode muligheter til å produsere blått hydrogen. Norge har overskudd av fornybar elektrisk kraft i normalår, samt lavere kraftpriser enn andre europeiske land. Kompetent arbeidskraft og verdensledende virksomheter innenfor energiproduksjon og kraftkrevende industri kan bidra til å legge til rette for produksjon av hydrogen i Norge, det samme kan kompetanse og infrastruktur knyttet til fangst og lagring av CO₂. Tilsvarende gir lang erfaring og

høy kompetanse hos teknologileverandører av f.eks. elektrolysører og hydrogentanker et potensial for verdiskaping i Norge.

Norge har også en betydelig posisjon innenfor næringer som har stort potensial for bruk av hydrogen. Blant annet innenfor maritim sektor og i deler av industrien er hydrogen og hydrogenderivater forventet å bli en viktig del av klimaløsningen. Dette er næringer hvor vi har sterke strategiske og økonomiske interesser i å lykkes med omstilling, og også sterke kompetansemiljøer som kan utnyttes til videreutvikling og integrasjon av teknologiske systemløsninger for anvendelse av hydrogen og -derivater.

Grønn hydrogenproduksjon er svært kraftintensiv, og tilgangen til relativt rimelig fornybar kraft og tilstrekkelig kapasitet fra strømmettet er de viktigste faktorene for etablering av slik produksjon. I dag er det begrenset kapasitet i strømmettet i store deler av landet, og frem mot 2030 er det begrenset hvor mange flere prosjekter som kan få tilknytning. Videre vil utviklingen i den langsiktige kraftbalansen være avgjørende for Norges forutsetninger for etablering av alle former for kraftintensiv virksomhet. Enkelte prognoser legger til grunn et kraftunderskudd i Norge i enkeltår fremover, mens det på lenger sikt etableres nok ny fornybar kraft til at det igjen kan oppstå et overskudd. Prognosene er imidlertid i stor grad avhengig av hvor mye kraftkrevende virksomhet som faktisk etableres, og det er også en rekke andre usikkerheter knyttet til både forbruk og produksjon. En stor satsing på grønn hydrogenproduksjon vil forandre en samtidig utvikling av kraftproduksjon for å ikke svekke grunnlaget for annen kraftkrevende virksomhet.

Blå hydrogenproduksjon har også et visst kraftbehov, men har naturgass som den viktigste innsatsfaktoren. Beslutninger om storskala produksjon av blått hydrogen for eksportformål bør avhenge av om våre handelspartnere har tilstrekkelig betalingsvilje for hydrogen relativt til naturgass, til å dekke de ekstra kostnadene ved produksjon, transport samt karbonfangst og -lagring. Dette vil igjen avhenge av klimapolitikken som føres i EU og i de relevante landene, og i hvilken grad landene har mål om å importere eller produsere hydrogen selv. Dersom EU-landene innfører tiltak for å redusere sin naturgassimport, for eksempel gjennom toll eller avgifter, vil det styrke rasjonaliteten for produksjon av blått hydrogen i Norge. Så lenge mottakerlandene ønsker å kjøpe norsk naturgass, kan gassen i utgangspunktet eksporteres som i dag, og eventuelt danne basis for hydrogenproduksjon andre steder i tillegg til å brukes i kraft-, industri og bygningssektorene som i dag, med de klimautslippene dette medfører (eventuelt i kombinasjon med karbonfangst og -lagring). Norge har også høy kompetanse og Europas største undersjøiske reservoarer for CO₂-lagring, og kan ta en rolle som tjenesteleverandør i denne delen av verdikjeden.

Norge kan også ta en rolle som teknologileverandør i hydrogenverdikjedene. Dette kan være i form av produksjon av elektrolysører, lagringstanker, brenselceller, motorer og lignende, og som leverandør av forskning, utvikling og design av systemløsninger. Slik vi ser det, er det krevende hvis Norge ønsker å bli en storskala produsent av disse teknologiene, grunnet et høyt kostnadsnivå og betydelig eksisterende kompetanse på tilsvarende industriprosesser i Europa, Nord-Amerika og Asia. En høy grad av automatisering av produksjonen, vil imidlertid kunne bidra til å utjevne disse forskjellene. Rammebetingelsene teknologileverandørene tilbys i ulike deler av verden vil også i stor grad påvirke hvor de etablerer sin produksjon. Hvor sterke virkemidler som bør innføres for å fremme hydrogenverdikjeder i Norge, og i hvilke deler av verdikjeden vi bør fokusere satsingen, vil i påvirkes av rammebetingelser og politikk i landene rundt oss.

Som beskrevet over, har vi i Norge altså gode forutsetninger for å ta posisjoner innenfor verdikjedene for hydrogen. Samtidig vil en betydelig utvikling av hydrogenverdikjeder legge beslag på knappe ressurser med alternativ anvendelse. Innenlands hydrogenproduksjon vil kreve betydelige mengder fornybar kraft og/eller naturgass, og vil i likhet med teknologiproduksjon kreve tilgang til kompetent arbeidskraft, og egnede arealer. Norge har svært lav arbeidsledighet, og kompetansen som trengs er også nødvendig i andre grønne næringer, og i olje- og gassproduksjonen. Etablering av nye fabrikker og nødvendig kraftfremføring innebærer areal-inngrep og nedbygging av natur, og kommer gjerne i konflikt med blant annet friluftsinteresser og andre næringsinteresser. Det vil derfor være behov for å gjøre prioriteringer, også opp mot andre fremvoksende næringer som har behov for flere av de samme innsatsfaktorene som hydrogenbransjen vil etterspørre.

Virkninger for norsk produksjon og bruk av hydrogen i tre scenarier

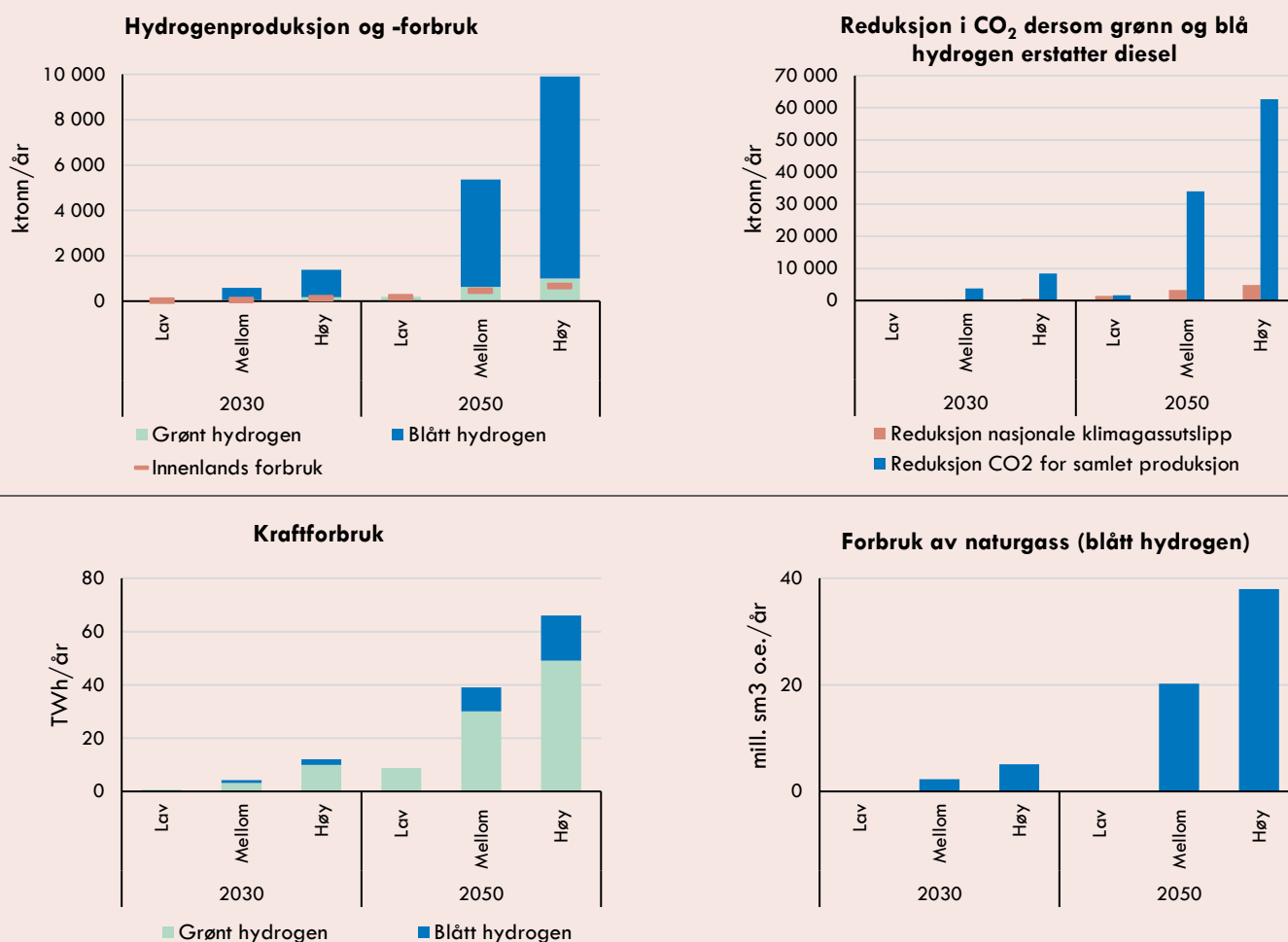
Vi har beskrevet tre scenarier for produksjon og bruk av hydrogen i Norge i 2030 og 2050. Disse scenariene forsøker å vise et bredt utfallsrom, uten å vurdere forskjeller i sannsynlighet. For hvert scenario viser vi virkninger, blant annet basert på en kraftmarkedsanalyse. Vi ser at et lavt scenario med kun produksjon av grønt hydrogen (drøyt 10 000 tonn i 2030 og drøyt 150 000 tonn i 2050) og et begrenset innenlands forbruk både i 2030 og

2050 krever 0,7 TWh fornybar kraft i 2030 og 9 TWh i 2050. Erstatning av fossile brenslere med grønt hydrogen vil i dette lave scenarioet redusere norske klimagassutslipp med 3 prosent i 2050.

I et middels scenario legges det til grunn et noe høyere innenlands forbruk, særlig i 2050, og at det allerede i 2030 er etablert ett produksjonsanlegg for blått hydrogen i Norge. I middels scenario produseres det 600 000 tonn hydrogen i Norge i 2030, og 5,4 millioner tonn i 2050. I dette scenarioet vil det være betydelig eksport av hydrogen fra Norge. I 2050 vil hydrogenproduksjonen i middels scenario kreve 39 TWh fornybar kraft, tilsvarende 25 prosent av norsk normalproduksjon i 2022, og naturgass tilsvarende 16 prosent av norsk produksjon i 2022. Produksjonen av blått hydrogen gjør at det er behov for årlig CO₂-fangst og -lagring tilsvarende 29 Langskip-prosjekt. Et sted mellom 3 400 og 8 400 personer er i dette scenarioet direkte sysselsatt i produksjonen av hydrogen i Norge. I 2030 vil bruken av norskprodusert hydrogen kunne redusere norske klimagassutslipp med 0,6 prosent, men potensial for utslippsreduksjon øker i 2050 til 7 prosent av norske klimagassutslipp og 0,1 prosent av globale klimagassutslipp.

I et høyt scenario legger vi til grunn at hydrogenproduksjon blir den fremste avtaker av norsk naturgass i 2050, mens innenlands forbruk er på nivå med middels scenario. I det høye scenarioet eksporterer Norge 1,3 millioner tonn hydrogen i 2030 og over 9 millioner tonn i 2050. Dette tilsvarer 13 og 90 prosent av EUs planlagte hydrogenimport i 2030, men det er ukjent hvordan denne importen tenkes å utvikle seg mellom 2030 og 2050. Hydrogenproduksjonen i det høye scenarioet i 2030 tilsvarer 8 prosent av norsk normalårsproduksjon av fornybar kraft og 4 prosent av norsk naturgassproduksjon i 2022, og dette øker til henholdsvis 43 prosent og 31

Figur 0-1: Tre scenarioer for hydrogen i Norge i 2030 og 2050 – oversikt over nøkkeltall



Note: Ved beregning av reduksjon i nasjonale klimagassutslipp er det lagt til grunn bruk av grønt hydrogen med null CO₂-utslipp. Det er lagt til grunn at forbruk av hydrogen til ny industri ikke erstatter bruk av fossile energikilder og gir således ikke reduksjon i klimagassutslipp.

prosent i 2050. Innen 2050 må det forventes at norsk kraftproduksjon er vesentlig økt mens naturgassproduksjonen er redusert, så hydrogenproduksjonen vil legge beslag på en mindre andel av den faktiske kraftproduksjonen på dette tidspunktet, og en større andel av naturgassproduksjonen. I 2050 vil det i høyt scenario være behov for CO₂-lagring tilsvarende 55 Langskip-prosjekt, og det vil være i størrelsesorden 6 200 til 15 300 direktesysselsatte i hydrogenproduksjonen. Innenlands bruk av hydrogen vil kunne bidra til en reduksjon i norske klimagassutslipp på 10 prosent i 2050 og samlet norsk hydrogenproduksjon kan bidra til en reduksjon av globale klimagassutslipp på 0,2 prosent.

Vi har utført kraftsystemanalyser som simulerer kraftpriser i lavt-, middels- og høyt-scenario i et 2030-perspektiv. I analysen har vi holdt kraftproduksjonen uendret, mens kraftforbruket øker med 11 TWh fra lavt til høyt scenario. Resultatene viser at den gjennomsnittlige kraftprisen for Norge øker med syv prosent (7 øre per kWh) fra lavt til høyt scenario, med noen forskjeller mellom prisområder. Priseffekten er relativt begrenset, da 11 TWh utgjør en relativt liten del av samlet kraftproduksjon, særlig når man hensyntar importkapasitet og produksjon i tilknyttende land. Nord-Norge (NO4) forventes å få den største prosentvise prisøkningen (12 prosent). Det henger sammen med en forventning om at den største andelen ny hydrogenproduksjon etableres i Nord-Norge. Til sammenligning viser tidligere analyser at simulerte kraftpriser er mer følsomme for variasjoner i prisen på naturgass enn økningen i kraftforbruket som er lagt til grunn i denne analysen. Økt kraftforbruk, uten at dette kompenseres med økt produksjon eller redusert forbruk i andre sektorer, vil svekke kraftbalansen. En svakere kraftbalanse kan gi økt sannsynlighet for høye priser i perioder.

Vi har også vurdert effekten av fleksibel hydrogenproduksjon i et 2035-/2040-perspektiv, i kombinasjon med etablering av havvind. Ved fleksibel hydrogenproduksjon produseres det mer hydrogen i perioder med lave kraftpriser (overskudd av kraft) og mindre i perioder med høye kraftpriser (knapphet på kraft). Hydrogenproduksjon oppnår dermed lavere kraftpriser enn gjennomsnittlig forbruk. På den måten kan fleksibilitet bidra til å styrke lønnsomheten for hydrogenproduksjon. Fleksibel hydrogenproduksjon bidrar også i noen grad til økt lønnsomhet for ikke-regulerbar kraftproduksjon, som vind og sol, ved å øke kraftprisen noe i perioder med mye ikke-regulerbar kraftproduksjon.

Markedssvikt som er til hinder for etablering av verdikjeder for hydrogen

Det eksisterer flere typer markedssvikt som hindrer utvikling av verdikjeder og markeder for klimateknologi generelt, og som også rammer verdikjeder for grønt og blått hydrogen.

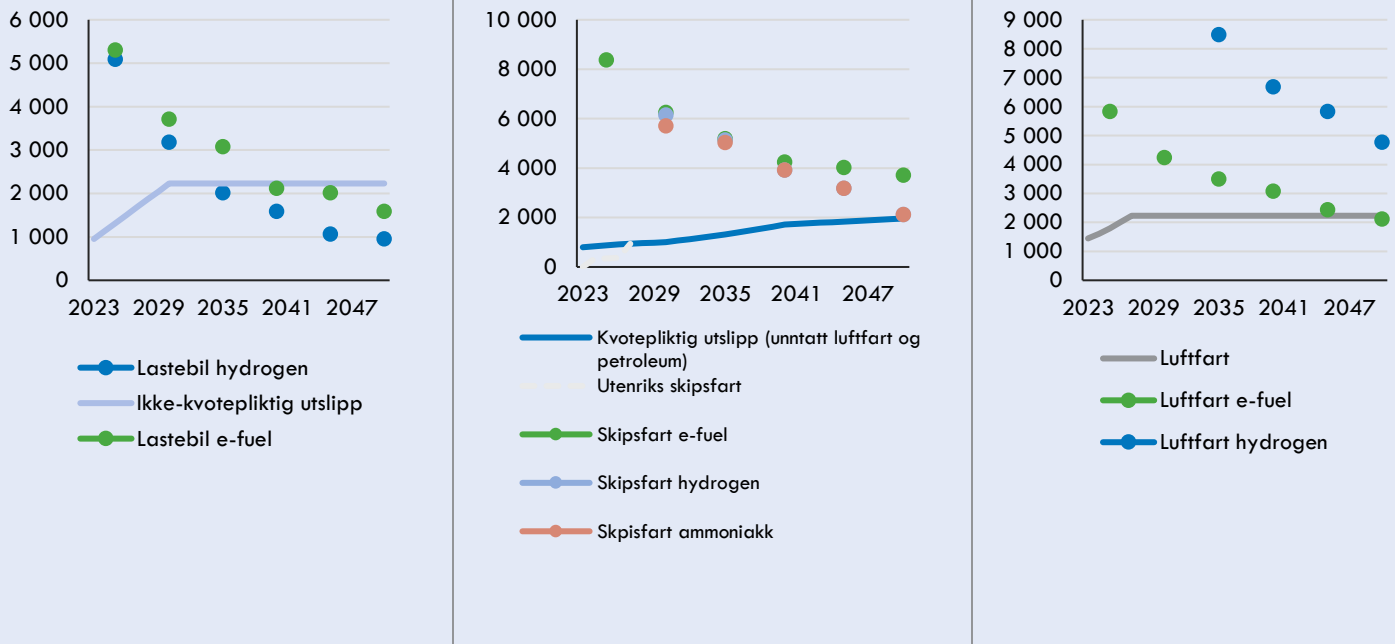
De to mest grunnleggende formene for markedssvikt er negative eksternaliteter ved karbonutslipp, og positive eksternaliteter ved kunnskaps- og teknologiutvikling. Negative klimaeksternaliteter innebærer at aktørene som står for karbonutslipp ikke møter de reelle kostnadene aktiviteten påfører samfunnet. I et uregulert marked vil konsekvensen bli overproduksjon og overforbruk relativt til det som er samfunnsøkonomisk optimalt. Positive kunnskapseksternaliteter innebærer at aktørene ikke får den fulle gevinsten av egne investeringer i kunnskaps- og teknologiutvikling, fordi denne også har nytte for andre. Konsekvensen kan være at det i en uregulert markedsøkonomi vil bli forsket og utviklet for lite, sammenlignet med det som er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

For å sikre utvikling av nye klimateknologier som kan bidra til omstilling og reduserte utslipp, må begge disse formene for markedssvikt korrigeres. Korreksjon for negative eksternaliteter, for eksempel gjennom avgifter, vil gi markedsgrunnlag for klimateknologiene ved at disse blir mer konkurransedyktig sammenlignet med fossile alternativer. Korreksjon for positive kunnskapseksternaliteter, for eksempel gjennom subsidier, vil bidra til at det gjøres tilstrekkelig forskning og utvikling for at klimateknologier modnes og kan tas i bruk.

I tillegg til markedssviktene over eksisterer det nettverkseffekter knyttet til utviklingen av infrastruktur for hydrogen. Dette innebærer at nytten av å investere i infrastruktur øker jo flere som bruker den, men at nytten er lav så lenge antall brukere er få. Dette reduserer insentivene til å gjøre tidlige investeringer, og forsterker en generell koordineringsutfordring knyttet til at produksjon og teknologi for forbruk må utvikles i parallell. På den ene siden vil det være vanskelig å få avsetning for hydrogen før det er etablert en infrastruktur og det finnes etablerte kjøpere. På den andre siden vil det være risikabelt å gjøre investeringer i teknologi for anvendelse før det finnes produksjon og nødvendig infrastruktur. De første aktørene som satser på hydrogen må dermed forvente å bære noen kostnader som ikke vil oppstå for de som etablerer seg senere. Dette kan bidra til et ventespill mellom aktører og at investeringer realiseres senere enn det som er optimalt for samfunnet.

Asymmetrisk informasjon i kapitalmarkedene bidrar også til å øke avkastningskrav og kostnader ved utvikling av klimateknologi, og vil også gjelde utvikling av hydrogenprosjekter. Dette er en generell utfordring i alle markeder og det er uklart om markedssvikten er stor nok til at det er behov for korrigerende tiltak.

Figur 0-2: Kostnad for CO₂-kutt ved bruk av hydrogenteknologi og karbonpris for (a) tungtransport, (b) skipsfart og (c) luftfart (kr/tonn)



Illustrasjon av Oslo Economics basert på Finansdepartementets karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser i 2023 og Carbon abatement cost for hydrogen fuels in hard-to-abate transport sectors and potential policy mixes

Samlet sett er det imidlertid klart at det er grunnlag for offentlig virkemiddelbruk for å kompensere for viktige markedssvikter som hindrer utvikling av markeder for klimateknologi generelt, og for hydrogenteknologi spesielt. Det er allerede på plass en rekke virkemidler med dette formål. Det relevante spørsmålet er dermed om det er fortsatt finnes ukorrigerte markedssvikter som hindrer utviklingen av hydrogenverdikjeder.

Vurdering av eksisterende virkemiddelapparat og rammebetingelser

Hovedvirkemidlene i dag for korreksjon av negative eksternaliteter ved karbonutslipp er EUs system for handel av klimakvoter (EU ETS) og nasjonale CO₂-avgifter. Det er en utfordring at det ikke finnes en global pris på karbonutslipp, og at den totale karbonprisen varierer mellom sektorer. Enkelte sektorer med stort potensial for bruk av hydrogen og hydrogenderivater står overfor lave eller ingen karbonpriser i dag. Dette innebærer at de negative eksternalitetene ved karbonutslipp ikke er fullt ut korrigert, noe som reduserer markedspotensialet for alle klimateknologier, inkludert hydrogen. I tillegg til karbonpriser er det også på plass ulike reguleringer og krav, både på EU-nivå og nasjonalt, som stiller krav om eller som fremmer løsninger som reduserer klimautslipp innenfor ulike sektorer og på ulike samfunnsområder. Dette bidrar til å øke markedspotensialet for klimateknologi utover det karbonprisene gjør alene.

Når det gjelder korreksjon av positive kunnskapseksternaliteter, er det i dag på plass et bredt virkemiddelapparat for støtte til forskning, utvikling og skalering av klimateknologi, både i EU og nasjonalt. Støtteordningene treffer alle deler av hydrogenverdikjedene på ulike teknologimodenhetsnivå. Vår vurdering er at virkemiddelapparatet i all hovedsak er treffsikkert, og at det er vanskelig å identifisere klare mangler som tilsier at positive eksternaliteter ikke er korrigert. Det er likevel stor etterspørsel etter økt støtte for skalering av moden hydrogenteknologi, og manglende støtte til økte driftskostnader pekes på som en viktig barriere for investeringer. Sannsynligvis er dette i større grad et uttrykk for manglende karbonpriser og i mindre grad knyttet til manglende korreksjon for kunnskapseksternaliteter.

Når det gjelder nettverkseffekter finnes det også enkelte virkemidler i dag. Enova gir støtte til infrastruktur sammen med konkrete prosjekter for produksjon eller anvendelse av hydrogen, og det er etablert et knutepunktprogram som skal bidra til koordinering av produksjon og forbruk, inkludert nødvendig infrastruktur. Ny EU-regulering vil kunne innebære krav til maksimumsavstand mellom fyllestasjoner for hydrogen på land. Staten har i tillegg direkte og indirekte eierskap i ulike virksomheter som kan ha en rolle i verdikjedene for hydrogen. Enkelte av selskapene, som Gassco, Avinor og Bane NOR, kan bidra til å avhjelpe koordineringsutfordringer og nettverkseffekter ved utbygging av infrastruktur. Egenkapitalvirkemidler som Investinor og Nysnø kan bidra med mer tilgjengelig risikokapital og bedre fungerende kapitalmarkeder gjennom mangfold, konkurranse og kompetanse i investormiljøene.

Sannsynligvis vil det fortsatt være et uløst behov for koordinering og korreksjon for nettverkseffekter på enkelte områder, for eksempel innenfor maritim sektor. Samtidig synes det å være andre utfordringer som må løses først.

Det er blant annet mangel på standarder knyttet til kvalitet på hydrogen og -derivater, og sikkerhet ved transport, distribusjon, lagring og bunkring mm.

Selv om alle markedssvikter korrigeres, gir det likevel ikke sikkerhet for en rask utvikling av hydrogenverdikjeder. Figur 0-2 viser at selv om karbonprisen i Norge og EU forventes å stige, er det fortsatt en forventet merkostnad ved bruk av hydrogen/-derivater sammenlignet med bruk av fossile energikilder. Figuren viser forventede kostnader for utslippsreduksjon ved overgang til hydrogen i ulike sektorer, og ser vi at karbonprisen alene ikke vil kunne utløse bruk av hydrogen før i år 2035 for tungtransport, og 2050 for skipsfart og luftfart.

Dette indikerer at reduksjon av karbonutslipp ved bruk av hydrogenteknologi foreløpig er et kostbart tiltak relativt til andre teknologier, og at utvikling av verdikjedene vil komme når andre mindre kostbare tiltak er gjennomført. Dersom det er ønskelig å fremskynde utviklingen kan det derfor være behov for virkemidler som ikke bare korrigerer markedssvikt, men som retter seg direkte mot å fremme etablering av hydrogenverdikjedene.

Virkemidler som kan benyttes for å akselerere utviklingen av hydrogenverdikjeder

Markedsgrunnlag for klimateknologi forutsetter målrettet politikk som sikrer tilstrekkelige karbonpriser og støtte til teknologiutvikling, slik at klimaløsningen kan bli konkurransedyktig med fossile alternativer. Nødvendige investeringer for omlegging har gjerne høye kostnader og lang levetid. I viktige sektorer som maritim og industri vil omlegging til hydrogen eller hydrogenderivater kreve store ombygginger eller investeringer i helt nye anlegg og skip. Markedsaktørene står dermed overfor risiko knyttet til den faktiske gjennomføringen av klimapolitikk, og for endringer i rammevilkår over levetiden til anleggene.

For å fremme investeringer i hydrogenteknologi er det behov for en forutsigbar og langsiktig politikk som reduserer risiko og skaper trygghet for rammevilkårene over tid. Realistiske mål som er vedtatt gjennom brede forlik og er stabile over tid kan skape et bedre investeringsklima enn offensive satsinger og plutselige økninger i ambisjonsnivå der det er usikkerhet om tiltakenes politiske og økonomiske bærekraft.

Prioritere virkemidler som legger til rette for utslippsreduksjon og utvikling av grønne verdikjeder generelt

For å bidra til utvikling av hydrogenverdikjeder i Norge anbefaler vi i første omgang å benytte virkemidler som fremmer markeder for klimateknologi og utvikling av grønne verdikjeder generelt. Det vil fremme utvikling av hydrogen i de tilfellene der dette er den samfunnsøkonomisk mest effektive klimaløsningen og/eller innebærer den beste anvendelsen av ressursene, gitt dagens teknologi og modenhet. Aktuelle tiltak inkluderer å utforske mulighetsrommet for å øke og bredde ut karbonprisene og tiltak som bidrar til økt tilgang til viktige innsatsfaktorer til hydrogenverdikjeden:

Norge bør støtte opp om utvikling i internasjonale og europeiske rammebetingelser som gir høyere og mer enhetlig CO₂-pris på tvers av sektorer. Dette er å foretrekke fremfor nasjonale avgifter som kan gi insentiv til utflagging (karbonlekkasje). Dette vil også fremme europeiske markeder for hydrogen og gi bedre grunnlag for utvikling av verdikjeder for blå hydrogen til eksportformål. Norge har i dag en høyere pris på CO₂ enn en rekke andre land. Det bør likevel vurderes om det er muligheter for å øke de nasjonale CO₂-avgiftene generelt, eller i spesifikke sektorer uten at det vil gi store negative konsekvenser for norske virksomheters konkurranseevne. En økning i karbonpriser vil gi virksomheter insentiv til å gjennomføre de mest kostnadseffektive tiltakene for utslippsreduksjon, og vil til en viss grad også øke lønnsomheten for investeringer i hydrogenteknologi. Det er likevel begrenset i hvilken grad økte CO₂-priser alene vil kunne bidra til utvikling av hydrogenverdikjeder i Norge, da det i mange sektorer finnes en rekke rimeligere klimatiltak som kan gjennomføres.

Et tiltak som sannsynligvis har større effekt på utviklingen av hydrogenverdikjeder, er tilrettelegging for utbygging av strømmnett og fornybar kraftproduksjon. Det er besluttet å tildele differansekontrakter i auksjonene om havvindutbygging på Sørliche Nordsjø 2 og på Utsira Nord. Særlig for grønn hydrogenproduksjon, som er svært kraftintensiv, vil differansekontrakter som finansierer økt utbygging av fornybar kraft virke som indirekte subsidier. Fleksibel hydrogenproduksjon vil også kunne virke i godt samspill med variabel vindkraft. Det er derfor sannsynlig at differansekontrakter til havvind vil bidra til å fremme også norsk hydrogenproduksjon.

Økt tilgang på fornybar kraft vil fremme alle former for kraftforbruk, til eksisterende industri, inn i andre grønne verdikjeder og til direkte elektrifisering i ulike sektorer. Virkningen forventes derfor å være mindre enn direkte støtte til hydrogenverdikjeden. Vi anser likevel dette å være et godt virkemiddel med tanke på at det fremmer klimaomstilling og grønne verdikjeder generelt, inkludert hydrogen der dette er en effektiv anvendelse av kraften.

Også andre tiltak som kan bedre tilgangen på viktige innsatsfaktorer kan fremme utvikling av hydrogenverdikjeder. Dette inkluderer effektive konsesjons- og planprosesser og prioritering av tilstrekkelige arealer til industri og fremføring av nødvendig infrastruktur. Videre vil det omfatte tiltak som kan bidra til økt tilgang på arbeidskraft som er etterspurt i ulike deler av hydrogenverdikjedene, både tekniske fagarbeidere og ingeniører og personell med spisskompetanse innenfor hydrogenteknologi. Dette inkluderer også gode løp for etterutdanning av personer med relevant kompetanse fra andre sektorer.

Videreføre dagens støtteordninger for forskning og teknologiutvikling

Det er stor variasjon i teknologimodenhet og et fortsatt behov for støtte til teknologiutvikling, testing, pilotering og markedsintroduksjon i ulike deler av verdikjedene for hydrogen. Selv på områder med moden teknologi skal teknologiene integreres inn i nye anvendelsesområder og sammenstilles i nye sammenhengende verdikjeder. Dette innebærer et stort behov for testing og i noen tilfeller også videre teknologiutvikling dersom det oppdages utfordringer. Videre er det et stort potensial for kostnadsreduksjon gjennom skalering av moden teknologi, og det er dermed stor etterspørsel etter støtte til å gjennomføre fullskala investeringer.

I de tidlige fasene av teknologimodenhetsløpet synes virkemiddelapparatet i hovedsak å være treffsikkert og dekkende. Dagens virkemidler i disse fasene bør derfor videreføres. Det bør vurderes om det er tilstrekkelige midler til testing og pilotering, og det bør åpnes for støtte til norsk deltakelse i internasjonalt standardiseringsarbeid og der det er hensiktsmessig for å ta nasjonale initiativ på enkelte områder.

Mange land har betydelige satsinger på hydrogen, og Norge er et lite land i den store sammenhengen. Gitt begrensede midler kan støtte til teknologiutvikling prioriteres til sektorer der vi har store økonomiske og strategiske interesser og der vi kan ha relative fortrinn i teknologiutviklingen. Maritim sektor og deler av industrien vil være typiske eksempler på dette, der vi kan ha unik kompetanse og betydelige næringsinteresser i å være i front av utviklingen. Også videreutvikling av CCS og annen teknologiutvikling knyttet til blå hydrogenproduksjon og rørtransport kan være viktige strategiske satsingsområder for Norge.

Vurdere innføring av differansekontrakter dersom mål om hydrogenverdikjeder tillegges stor vekt

Støtte til implementering og skalering av moden hydrogenteknologi gis i dag i form av investeringsstøtte gjennom Enova. Selv med slik støtte er det vanskelig å finne lønnsomhet i investeringer i hydrogenproduksjon eller -anvendelse. Lønnsomheten avhenger naturligvis av støttenivået. Mens man i Tyskland får dekket opptil 80 prosent av merkostnadene ved investering i hydrogentekniske løsninger samt driftsstøtte, opererer Enova fremdeles med 40 prosent investeringsstøtte til slike prosjekter og ingen driftsstøtte. Manglende karbonprising i viktige sektorer, og fortsatt høye teknologikostnader, innebærer at store deler av markedet ikke har høy nok betalingsvilje til å dekke produksjonskostnadene for hydrogen og hydrogenderivater.

For industri og næring vil overgang til lavutslippshydrogen som regel innebære både økte kostnader ved investeringer i ny teknologi og deretter økte driftskostnader over levetiden, all den tid karbonprisen ikke blir tilstrekkelig høy til å utkonkurrere det fossile alternativet. Merkostnader knyttet til investeringen vil kunne dekkes gjennom dagens støtteordninger, mens det ikke gis støtte til økte driftskostnader. Det er også stor usikkerhet knyttet til utviklingen i denne prisdifferansen, som påvirkes av faktisk gjennomføring av klimapolitikk.

På denne bakgrunn vil innføring av en form for produksjons- eller driftsstøtte være et treffsikkert virkemiddel for å fremme skalering og markedsintroduksjon av moden hydrogenteknologi. Ved å utforme en drifts- eller produksjonsstøtte som *differansekontrakter*, kan dette avlaste markedsaktørene for prisrisikoen i tillegg til å gi nødvendig driftsstøtte for å sikre lønnsomhet i produksjon/anvendelse sammenlignet med konvensjonell teknologi.

Dersom myndighetene legger stor vekt på oppnåelse av mål om hydrogenverdikjeder, er vår vurdering at differansekontrakter rettet spesifikt mot *grønn hydrogenproduksjon* vil være et effektivt virkemiddel. Sammenlignet med en driftsstøtte direkte til brukerne av hydrogen vil dette redusere myndighetenes informasjonsbehov (om hvor hydrogen mest effektiv kan anvendes) og bidra til koordinering og kostnadseffektiv skalering av produksjon.

Virkemiddelet vil gi stor sikkerhet for etablering av hydrogenproduksjon i det omfang myndighetene ønsker og har betalingsvilje for. Gjennom produksjonsstøtte og risikoavlastning bidrar differansekontrakter til å løse flere av markedssviktene som hindrer ønsket utvikling. Samtidig vil kontraktene sannsynligvis også inneholde et element av næringsstøtte, som vil vri investeringer mot hydrogen fremfor annen virksomhet. Støtten kan dermed bidra til å fortrenge investeringer i andre (mer) effektive klimatiltak og/eller investeringer i (mer) produktive grønne

næringer. Differansekontrakter til hydrogenproduksjon bør derfor bare benyttes dersom myndighetene ønsker å prioritere denne næringen særskilt.

Innretningen av kontraktene vil ha stor betydning for måloppnåelse, kostnader og andre virkninger. For å øke sannsynligheten for oppbygging av helhetlige verdikjeder i Norge, kan det stilles kvalitative krav til typer kunder, oppnåelse av innenlandske klimakutt, leverandørutvikling mm., innenfor rammene av statsstøtte-regelverket. Samtidig må slike krav balanseres med hensyn til kostnadseffektivitet og virksom konkurranse om kontraktene. Utstedelse av kontrakter for hydrogenproduksjon bør ikke overstige omfanget av modne prosjekter for anvendelse av hydrogen innenlands.

Differansekontraktene innebærer at staten påtar seg en langsiktig betalingsforpliktelse som reduserer handlingsrommet til andre satsinger. For at kontraktene skal fremskynde utviklingen av hydrogenverdikjeder må midlene i hovedsak komme i tillegg til det som allerede bevilges gjennom dagens støtteordninger. Noen av midlene som i dag gis som investeringsstøtte til skalering av moden teknologi, vil kunne omprioriteres til støtte gjennom differansekontrakter. Slike kontrakter kan imidlertid ikke erstatte behovet for dagens støtteordninger rettet mot forskning, teknologiutvikling og testing av umoden teknologi i ulike deler av verdikjeden. Her bør investeringsstøtte fortsatt benyttes.

Det bør etter vår vurdering ikke utstedes differansekontrakter for å kompensere for høye produksjonskostnader til blå hydrogenproduksjon, som utvikles med formål om eksport. Blå hydrogenproduksjon for eksport bør i utgangspunktet etableres på kommersielle vilkår, basert på langsiktige avtaler og tilstrekkelig høy betalingsvilje for hydrogen i forhold til gass hos våre handelspartnere. Vi kan likevel ha store interesser av å støtte fortsatt kompetanse- og teknologiutvikling innenfor verdikjeden, for eksempel knyttet til reformering, rørtransport og CCS, enten ved å videreføre eksisterende støtteordninger eller innføre nye.

CO₂-kompensasjon reduserer produksjonskostnader, men er ikke et effektivt virkemiddel for å utløse investeringer

Hydrogenproduksjon er fra 2021, i likhet med annen kraftkrevende industri, omfattet av CO₂-kompensasjonsordningen. Ordningen gir rett til refusjon for gjennomslaget av CO₂-kvotepreisen i kraftprisen – det vil si økningen i kraftpris som følger av at kraftproduksjon er underlagt EUs klimakvotesystem og betaler CO₂-avgift for sine utslipp. Selv i områder med stor andel fornybar produksjon vil kraftprisen være påvirket av CO₂-kvotepreisen fordi fossil kraftproduksjon som regel er prissettende. Målet med karbonkompensasjonsordningen er å redusere risiko for karbonlekkasje gjennom utflagging av industri.

Ordningen med karbonkompensasjon gir en betydelig kostnadsreduksjon for produksjon av hydrogen sammenlignet med en situasjon uten karbonpriskompensasjon. I praksis vil ordningen innebære at hydrogen produsert med fornybar energi ikke blir ilagt CO₂-avgift gjennom kraftprisen. Bortfall av ordningen ville redusere den økonomiske fordelene med bruk av hydrogen fremfor fossile alternativer når karbonprisen stiger.

På grunn av usikkerhet knyttet til videreføring av ordningen i EU og også i hvilken grad Norge vil utnytte handlingsrommet til å gi full karbonpriskompensasjon, gir ordningen i begrenset grad forutsigbarhet og risiko-avlastning ved investeringer i hydrogenproduksjon. Størrelsen på kompensasjonen er også begrenset av karbonprisen og gjennomslaget i kraftprisene. Med et mål om å fremme investeringer i hydrogenverdikjeder vil det være mer effektivt å bruke midler på en ordning som gir større forutsigbarhet for aktørene, som differansekontrakter eller en annen form for subsidier under nasjonal kontroll.

Markedsgrunnlag kan alternativt skapes gjennom direkte regulering, konsesjonskrav og offentlige innkjøp

Differansekontrakter og andre former for subsidier innebærer store kostnader på offentlige budsjetter. Alternative virkemidler som kan skape et marked for hydrogen vil være å innføre krav til bruk av lavutslipp- eller nullutslippsløsninger eller hydrogenbaserte løsninger i enkelte sektorer. Kostnadene vil da falle på markedsaktørene og som oftest til slutt på kundene.

I motsetning til bruk av avgift innebærer direkte regulering at alle aktører som underlegges kravene må gjennomføre investeringer. Dette gir risiko for å pålegge krav som er kostbare eller ineffektive og som i ytterste konsekvens leder til nedleggelser eller utflagging til land uten tilsvarende krav. Regulering krever derfor god informasjon om effektive klimaløsninger i det enkelte segment og anvendelsesområde. Pålegg om bruk av hydrogenbaserte løsninger, utover det som eventuelt kommer fra EU, bør unngås på grunn av usikkerhet om hva som vil være det mest effektive nullutslippsteknologi i den enkelte næring og kontekst.

Generelt vil teknologinøytral regulering som fremmer nullutslippsteknologi være mindre risikabelt og kunne gi mer effektive løsninger. Teknologinøytrale virkemidler vil imidlertid kunne virke negativt mht. utvikling av teknologier som per i dag ikke er konkurransedyktige, men som man trenger for å nå nullutslipp i et lengre tidsperspektiv. Gjennom å fremme teknologinøytralitet, vil man også risikere å miste gevinster forbundet med synergier som en parallell utvikling av konkurrerende nullutslippsteknologier kan føre med seg. Regulering der markedsaktørene får tilstrekkelig lange overgangsperioder til å forberede overgangen vil legge til rette for mer effektive løsninger og lavere kostnader.

I stedet for direkte regulering i forskrift kan *krav i konsesjoner og tillatelser* om bruk av lav- og nullutslippsløsninger være relevant å vurdere for enkelte næringer som petroleumsnæringen og fiskeri- og havbruksnæringen. Også her må det tas hensyn til teknologimodenhet og gis tilstrekkelige overgangsperioder for omstilling for å legge til rette for effektiv innføring av slike løsninger. Det juridiske og praktiske handlingsrommet for å stille slike krav må imidlertid klarlegges.

Krav til bruk av lav- og nullutslippsteknologi i *offentlige anskaffelser* kan også være et egnet virkemiddel i enkelte sektorer med betydelig offentlige innkjøp og der hydrogen forventes å være en effektiv klimaløsning. Utgangspunktet bør være å stille teknologinøytrale krav da dette begrenser risiko for teknologisk innlåsing og ineffektiv bruk av ressurser. Krav i offentlige anskaffelser har likevel den fordelen at disse innfris gjennom konkurranse der kun aktøren som mest effektivt kan møte kravet tildeles kontrakten. Kravene vil også begrenses til bestemte segmenter av et marked. Dette gjør at eventuelle negative konsekvenser som følge av å stille teknologispesifikke krav vil begrenses.

Kostnadene for oppfyllelse av innkjøpskravene vil falle på offentlige budsjetter. Offentlige innkjøp av hydrogen-spesifikke løsninger bør prioriteres til sektorer der dette kan utløse nettverkseffekter og der man har informasjon om at teknologien er tilstrekkelig moden for å tas i bruk. Dette kan for eksempel gjelde offentlig innkjøp av ferger og hurtigbåter, som kan ha positive nettverkseffekter for andre deler av maritim sektor hvor potensialet anses å være stort.

Utvikling av infrastruktur må fremmes gjennom en kombinasjon av virkemidler

Nettverkseffekter knyttet til utviklingen av infrastruktur vil kunne hindre effektiv utvikling av hydrogenverdikjeder, særlig i sektorer der det er betydelige kostnader knyttet til slik infrastruktur. I noen sektorer vil det sannsynligvis være behov for koordinering og eventuelt også finansiering av infrastruktur i en tidlig fase.

Samtidig er det stor usikkerhet om hvilke klimaløsninger som vil være mest effektive innenfor den enkelte sektor, og dette vil også kunne variere mellom markedssegmenter og avhengig av situasjon. Bare innenfor hydrogen-baserte løsninger, kan det være behov for flere typer infrastruktur – til komprimert hydrogen, flytende hydrogen, ammoniakk og ulike typer e-fuels. I tillegg kommer andre konkurrerende teknologier som direkte elektrifisering, bio og CCS. Vår forståelse er at standardisering til én av disse teknologiene er for tidlig i de fleste sektorer. En omfattende støtteordning eller offentlig initiert utbygging av infrastruktur i dag vil dermed kunne gi uheldige vridningseffekter og risiko for feilinvesteringer.

Innenfor veitransport og bygg- og anlegg er det stort potensial for utslippsreduksjoner gjennom direkte elektrifisering og bruk av hydrogen. Det er foreløpig usikkert hva som vil være den langsiktige effektive fordelingen mellom teknologiene, og dette vil også avhenge av utviklingen utenfor Norge. I dag er det mulig å få støtte til infrastruktur gjennom Enova ved innkjøp av hydrogenlastebiler og andre hydrogenkjøretøy, på lik linje med støtte til ladeinfrastruktur. Ny EU-regulering vil videre kunne innebære krav til maksimumsavstand mellom fyllestasjoner for hydrogen på land dersom kravene tas inn i norsk regelverk. Med denne bakgrunn er vår vurdering er at det foreløpig ikke bør prioriteres å innføre nye støtteordninger for utbygging av infrastruktur for hydrogen i veitransport eller bygg og anlegg. Dagens ordninger gjennom Enova bør videreføres, og det bør vurderes om støtteandeler kan økes. Behovet for infrastruktur for hydrogen til veitransport og bygg og anlegg bør også kartlegges og vurderes *sammen* med behovet for ladeinfrastruktur, for en mest mulig helhetlig vurdering av kostnadseffektive klimaløsninger på sikt.¹

Når det gjelder luftfart og jernbane har vi statlige infrastrukturaktører (Avinor og BaneNor) som kan ta en rolle i utviklingen av infrastruktur, når det blir tydeligere hvordan etterspørselen vil se ut. Gassco har en viktig arkitekt-

¹ For eksempel bør hydrogen vurderes som et alternativ når Statens Vegvesen nå kartlegger behovet for ladestasjoner for tungtransport langs de viktigste transportkorridorene i Norge.

funksjon for planlegging og utvikling av rørledninger for transport av hydrogen og vil slik bidra til å løse behovet for statlig koordinering i utviklingen av eventuell eksportinfrastruktur.

For anvendelse innenfor industrien er det i en tidlig fase forventet etablering av hydrogenproduksjon i umiddelbar nærhet til anleggene. Dette reduserer behovet for koordinering og utvikling av infrastruktur. Det er også mulig å få støtte til nødvendig infrastruktur gjennom investeringsstøtte til konkrete prosjekter.

Maritim sektor fremstår som den sektoren der kan være størst behov for styrket virkemiddelbruk på infrastruktur-siden. Samtidig er det lav modenhet for hydrogen i store deler av næringen. Før det er aktuelt å ta i bruk hydrogen og hydrogenderivater i stor skala må flere tekniske og praktiske forhold løses, og det må utarbeides nødvendige standarder og regelverk som legger til rette for å ta i bruk hydrogen. Vår forståelse er at det i dag er vanskelig å få støtte til standardiseringsarbeid og regelverksutvikling. Dette er områder vi mener bør prioriteres. Behovet er særlig stort innen maritim sektor der Norge med sin sterke posisjon også har mulighet til å påvirke utviklingen gjennom utvikling av nasjonale standarder som EU, ISO og IMO kan bygge videre på.

For de segmentene innenfor maritim sektor som er tilstrekkelig modne finnes det også virkemidler for støtte til infrastruktur. Offentlig innkjøp kan benyttes for å finansiere infrastruktur til ferjer og hurtigbåter. Enovas knutepunktstrategi gir også støtte til infrastruktur i tilknytning til konkrete forbruks- eller produksjonsprosjekter. Ordningen har foreløpig ikke resultert i investeringer og det kan være behov for å styrke ordningen, gjennom å øke støttenivået eller gi støtten i form av differansekontrakter, for å utløse ønsket utvikling. Det bør også vurderes om ordningen skal åpne for støtte til flere transportformer, da flerbruk kan bidra til større volumer og reduserte kostnader og markedsmodning også i andre sektorer.

Behovet for utbygging av infrastruktur for hydrogen og -derivater i ulike sektorer, og for offentlig virkemiddelbruk for å fremme dette, vil endre seg med teknologisk, regulatorisk og markedsmessig utvikling både i Norge og internasjonalt. Det vil derfor være behov for å gjøre nye og oppdaterte vurderinger av dette. Infrastruktur for direkte elektrifisering, hydrogen og eventuelle andre relevante klimateknologier bør vurderes samlet for å legge til rette for at de mest effektive løsningene kan realiseres.

Offentlig eierskap utover infrastrukturelskapene bør kun benyttes på kommersielle vilkår

Staten kan også bidra i å utvikle hydrogenverdikjeder direkte, gjennom eierskap til selskaper i verdikjeden. Dette kan være gjennom eksisterende hel- eller deleide statlige selskaper eller ved opprettelse av nye selskaper. Staten kan også fremme hydrogenverdikjeder ved indirekte eierskap gjennom bruk av statlige egenkapitalvirkemidler.

Vår vurdering er at etablerte statlige selskaper som har en posisjon innenfor hydrogenverdikjeden bør ha mulighet til å gjøre investeringer i hydrogen, så lenge disse skjer på kommersielle vilkår. Dette kan for eksempel gjelde Statkraft og Equinor som begge er store energiselskaper med konkrete planer for produksjonsprosjekter. Om selskapene er konkurransedyktige eller har fortrinn i utvikling av produksjonsprosjektene bidrar det til effektiv ressursbruk og reduserte støttebehov til næringen.

Staten kan også opprette et nytt ikke-kommersielt selskap for produksjon eller formidling av hydrogen. Gjennom å tilby markedet subsidiert hydrogen ville dette hatt liknende virkninger som differansekontrakter til hydrogenproduksjon, men staten tar ytterligere risiko knyttet til driften eller formidlingen av hydrogen. Det er vanskelig å se at en slik statlig aktør er bedre egnet til å bære denne risikoen, relativt til en privat aktør. Vår vurdering er dermed at statens mål om hydrogenverdikjeder mer effektivt oppnås gjennom differansekontrakter enn ved opprettelse av en ny statlig virksomhet.

Staten kan bidra med risikokapital ved å tilføre mer kapital til statlige egenkapitalvirkemidler som Nysnø og Investinor. Selskapene bør imidlertid ikke pålegges særskilte krav om å prioritere investeringer innen hydrogen. Dette kan redusere lønnsomheten i de statlige investeringene, senke avkastningen i næringen og fortrenge, fremfor å supplere, privat kapital.

Anbefalingene knyttet til statlig eierskap tar utgangspunkt i en vurdering om dette er det mest effektive virkemiddelet for å oppnå formålene om bærekraftig omstilling og økt verdiskaping eller for å utvikle infrastruktur innenfor verdikjedene. Dersom myndighetene har andre begrunnelser for å vurdere statlig eierskap – for eksempel knyttet til samfunnssikkerhet og beredskap i en ny geopolitisk situasjon, eller fremover i tid med større utbredelse og avhengighet av bruk, vil vurderingen kunne være annerledes.

Oppsummerende betraktninger

Hydrogen fremstår per i dag som den beste løsning for reduksjon i klimagassutslipp fra en rekke anvendelser innenfor industri og transport i Norge. Dersom Norge og verden skal lykkes med å nå klimamålene, og dermed forhindre en svært kostbar global oppvarming over 2 grader, er det behov for at det produseres og brukes grønt og blått hydrogen. Vi ser at det norske behovet for hydrogen i 2030 er begrenset, blant annet som en følge av at teknologiutvikling tar tid, men at volumet i 2050 vil kreve betydelig økt tilgang til fornybar kraft.

For å fremme utviklingen av hydrogenverdikjeder i Norge anbefaler vi i første omgang å benytte virkemidler som fremmer markeder for klimateknologi og utvikling av grønne verdikjeder generelt. Dette inkluderer å utforske mulighetsrommet for økte og mer omfattende CO₂-avgifter og støtte og tilrettelegging for utbygging av fornybar kraftproduksjon som havvind.

Det vil også være behov for virkemidler spesifikt rettet mot hydrogen. Det er behov for fortsatt støtte til forskning og teknologiutvikling innenfor flere deler av verdikjedene, og når modne teknologier skal settes sammen i nye verdikjeder. I dag er det viktige barrierer knyttet til manglende regelverk for distribusjon, lagring og bruk av hydrogen, og det bør vurderes en styrket innsats på nødvendig standardiseringsarbeid. På kort sikt fremstår dette som en viktigere barriere enn manglende infrastruktur. På noe lenger sikt kan det være behov for å vurdere styrket offentlig virkemiddelbruk for utvikling av infrastruktur, innenfor maritim sektor og potensielt også innenfor landtransport, også avhengig av utviklingen i EU og internasjonalt.

For en ytterligere akselerering av utviklingen av hydrogenverdikjeder kan det være behov for innføring av en produksjons- eller driftsstøtte som kompenserer for forskjellen mellom kostnader ved bruk av hydrogen relativt til fossile alternativer. Støtten kan for eksempel gis i form av differansekontrakter til grønn hydrogenproduksjon. En slik støtteordning vil imidlertid også innebære store kostnader for skattebetalerne og risiko for ineffektiv ressursbruk. Virkemiddelet sikrer i utgangspunktet lønnsomhet uavhengig av næringens produktivitet. Dette fordrer tydelige prioriteringer av satsingen, også opp mot andre næringer som har behov for tilsvarende innsatsfaktorer. Dersom det gis støtte til en rekke næringer som alle er avhengig av de samme innsatsfaktorene, vil støtten kun utløse økte kostnader, også i form av vedvarende høye strømpriser for forbrukerne.

Det er også mulig å ikke innføre nye virkemidler rettet mot hydrogen. Dette vil antagelig gjøre veien frem til velfungerende hydrogenverdikjeder i Norge lenger. Det er ikke opplagt at dette får stor betydning for globale klimagassutslipp og globale klimamål, da andre land som USA har innrettet kraftfulle virkemidler som antagelig vil medføre rask og tidlig etablering av hydrogen-verdikjeder der. EU synes også å bevege seg mot sterkere virkemidler, for å møte konkurransen fra USA. Norge kan nyte godt av andre lands virkemidler gjennom import av subsidiert hydrogen eller hydrogenderivater, samtidig som Norge kan selge gass og i begrenset grad elektrisitet til land som produserer hydrogen.

Motsatsen til at Norge og det globale klimaet nyter godt av andre lands virkemiddelbruk, er at Norge selv innretter virkemidler mot produksjon av hydrogen til bruk i utlandet. Dette vil for eksempel kunne skje ved støtte til produksjon av hydrogen for eksport, enten i form av ulike former for driftsstøtte eller statlige bidrag til infrastruktur. En slik satsing vil medføre at Norge subsidierer andre lands energibruk og klimatiltak. Dette kan være hensiktsmessig, gitt at klimaproblemene er globale, men det kan også finnes mer effektive tiltak for global reduksjon av klimagassutslipp.

Samtidig er det ikke gitt at virkemidler rettet mot norske hydrogenverdikjeder kun er ment som klimapolitikk, det kan også være mål om næringsutvikling. I en slik politisk kontekst er det ikke likegyldig hvor i verden det skjer produksjon av hydrogen, og det kan derfor oppstå konkurranse mellom land om å ha de sterkeste virkemidlene. Dersom det er et politisk mål om en mest mulig helhetlig verdikjede for hydrogen innenfor landets grenser, bør virkemiddelbruken rettes inn mot produksjon av hydrogen i Norge som skal benyttes av virksomheter i Norge. Det kan også argumenteres for at enkelte næringer er spesielt viktige for Norge, som for eksempel maritim næring, og at satsingen på hydrogen bør rettes inn mot disse sektorene.

1. Om oppdraget

1.1 Bakgrunn for oppdraget

Norge har gjennom Parisavtalen forpliktet seg til å redusere sine utslipp med minimum 50 prosent og opp mot 55 prosent innen 2030 sammenlignet med nivået i 1990. Videre har Norge mål om å være et lav-utslippssamfunn innen 2050 med reduserte klimagass-utslipp på mellom 90 og 95 prosent sammenlignet med utslippsnivået i 1990 (Olje- og energidepartementet, 2021c).

For å nå klimamålene er det behov for utslipps-reduksjoner i alle sektorer. Sentralt for å få til dette er tilgang på utslippsfrie energibærere, og hydrogen kan på dette området bli en viktig ressurs. Dette gjelder særlig innen bruksområder hvor fossile energikilder vanskelig kan erstattes med ren elektrisitet og batterier. Dette ble også understreket i den nasjonale hydrogenstrategien som ble lansert i juni 2020 (Olje og energidepartementet, 2020a).

Veikart for hydrogen (Meld. St. 36 (2020-2021)) angir retning og ambisjonen for utvikling og bruk av hydrogen i Norge. Slik det går frem av Tilleggs-melding til Meld. St. 36 (2020-2021), vil Regjeringen bidra til å bygge opp en sammenhengende verdikjede for hydrogen produsert med lave eller ingen utslipp der produksjon, distribusjon og bruk utvikles parallelt. Regjeringen har også som ambisjon å legge til rette for produksjon av hydrogen med lave eller ingen utslipp for å dekke den nasjonale etterspørselen. Bakgrunnen for dette er mål om å redusere norske klimagassutslipp. I *Veikart for grønt industriell* presiserer regjeringen at denne ambisjonen gjelder nasjonal etterspørsel i 2030.

Regjeringen ønsker også å bidra til utviklingen av et marked for hydrogen i Europa, gjennom deltagelse i samarbeidsfora og -program for hydrogen, regelverksutforming for hydrogen i Europa, forskningssamarbeid, bilateralt samarbeid med relevante land og gjennom å skape et nasjonalt marked for hydrogen. I tillegg vil regjeringen legge til rette for etablering av samfunnsøkonomisk lønnsom produksjon av blått hydrogen blant annet gjennom Gassco sin arkitektfunksjon, og ved å tildele areal for CO₂-lagring til interessenter med lagringsbehov.

Norge og det norske næringslivet har erfaringer og tilgang på ressurser som kan skape gode forutsetninger for deltakelse i utviklingen av hydrogenmarkedet. Dette omfatter industriell erfaring langs hydrogenverdikjeden, teknologileverandører, tilgang på gassressurser og kraftproduksjon fra fornybare kilder, norsk sokkel som lagringssted for CO₂, erfaringer fra petroleumsnæringen og

kompetente teknologimiljøer. Regjeringen ønsker med utgangspunkt i dette at Norge skal bygge opp en helhetlig verdikjede for hydrogen som kan bidra til både verdiskaping og utslippsreduksjoner i Norge.

1.2 Mandat for oppdraget

På grunnlag av regjeringens mål for hydrogen har Oslo Economics i samarbeid med SINTEF, Greensight og professorer ved NTNU fått i oppdrag å utrede hvordan en sammenhengende verdikjede for hydrogen, produsert med lave eller ingen utslipp, kan bygges opp på en samfunnsøkonomisk effektiv måte.

Vårt mandat omfatter følgende:

- Gi en kortfattet teknologi- og markedsstatus for produksjon, transport og bruk av hydrogen i Norge og Europa i dag og belyse de antatt viktigste fortrinn og utfordringer knyttet til hydrogenproduksjon i Norge.
- Identifisere eventuell markedssvikt som tilsier at staten ut fra samfunnsøkonomiske hensyn bør bidra til å bygge opp en økonomisk bærekraftig verdikjede for hydrogen og vurdere om det er næringer som rammes særlig av markedssvikt og at staten derfor bør spille en særlig viktig rolle.
- Utarbeide tre scenarier for den videre utviklingen av et hydrogenmarked i Norge på et henholdsvis lavt, middels og høyt nivå for produksjon og bruk. Scenariene skal ta hensyn til blant annet nasjonal og internasjonal etterspørsel etter både hydrogen og hydrogenbasert teknologi, utvikling i alternative teknologier som påvirker behovet for hydrogen og priser på energi og utslipp. Scenariene skal også indikere sannsynlig omfang av nasjonal etterspørsel etter hydrogen i 2030 og omfanget av produksjon i Norge for å dekke etterspørselen.
- Sette produksjon og bruk av hydrogen i sammenheng med det større energisystemet. Dette omfatter å klargjøres og tallfestes hvilke kraft- og effektbehov ulike anslag for produksjon av grønt hydrogen vil medføre, og hvordan dette vil påvirke kraftpriser og andre forhold i det norske kraftsystemet. Hydrogenets eventuelle rolle som energilager og kilde til fleksibilitet på forbruks- og produksjonssiden, knyttet for eksempel til vindkraft på land eller offshore.
- kartlegge markedsmulighetene for hydrogen i Europa og utrede potensialet for eksport av hydrogen fra Norge gjennom ulike produksjon- og distribusjonsløsninger, med utgangspunkt i en oversikt over planer og ambisjoner for bruk og import av hydrogen i andre land.
- Gi en oversikt over eksisterende relevante virkemidler nasjonalt, i EU og europeiske land

- vurdere om, i hvilken grad og hvordan de bidrar til oppnåelsen av regjeringens ambisjoner.
- Vurdere behovet for, og eventuelt innretningen av, forsterkede virkemidler på området, herunder bruk av statlig eierskap. Vurderingen bør identifisere eventuelle hull i virkemiddelapparatet og vurdere hvordan det eksportrettede virkemiddelapparatet kan brukes til samfunnsøkonomisk lønnsom hydrogenproduksjon rettet mot eksportmarkedet. Vurderingen skal ta for seg fordeler og ulemper, herunder kostnader for aktører og staten og ta hensyn til at det er begrensede midler.

Utredningen er avgrenset fra det arbeidet Gassco gjør i kraft av sin arkitektfunksjon på norsk sokkel. En forutsetning for utredningen er også at det legges til grunn etablert politikk for CO₂-lagring slik dette er beskrevet i Meld. St. 33 (2019-2020) Langskip – fangst og lagring av CO₂ og Meld. St 11 (2021-2022).

1.3 Gjennomføring av oppdraget

Arbeidet med utredningen har skjedd i perioden november 2022 til april 2023. Arbeidet baserer seg på tidligere studier og utredninger, intervjuer med ulike aktører, ekspertkompetanse i prosjektgruppen, arbeidsmøter med departementene, samt våre egne vurderinger.

Forskningsartikler og skriftlige kilder

Arbeidet baserer seg på omfattende dokumentasjon i form av forskningsartikler og tidligere utredninger. Forskningsartikler og andre skriftlige kilder har vært viktig bakgrunnsinformasjon knyttet til teknologi- og markedsstatus, Norges muligheter, oppbygning av scenarioer, markedssvikt og virkemiddelanalysen. En komplett liste over referanser er inkludert i referanselisten.

Intervjuer

Som supplement til tidligere studier og litteratur har det blitt gjennomført intervjuer med en rekke sentrale

aktører gjennom prosjektet. Dette omfatter aktører på produksjon-, infrastruktur- og brukersiden av hydrogenverdikjeden, i tillegg til relevante nettverk og klynger. Intervjuet med aktører på brukersiden omfatter sektorene tungtransport, flytransport, bygg- og anlegg, samt maritim sektor. Vi har også intervjuet relevante virkemiddelaktører.

Totalt er det gjennomført om lag 30 intervjuer. I tillegg til intervjuene har vi fått informasjon gjennom deltagelse i arbeidsmøte i NHO og LOs arbeidsgruppe for hydrogen, og gjennom at Norsk Hydrogenforum har innhentet og sammenfattet svar på våre intervju spørsmål fra en rekke relevante aktører.

Opplysningene vi har fått gjennom disse intervjuene inngår som bakgrunnsinformasjon i utredningen. Alle konklusjoner og vurderinger i analysen er våre egne. Vi vil gjerne takke alle informanter for deres bidrag til utredningen.

Arbeidsmøter

Det er også gjennomført flere arbeidsmøter med oppdragsgiver. Møtene som er gjennomført omfatter:

- Oppstartsmøte, oktober 2022
- Arbeidsmøte: teknologi- og markedsstatus, desember 2022
- Arbeidsmøte: bruk av hydrogen, teknologi- og kostnadsutvikling, forutsetninger for norske bidrag, januar 2023
- Arbeidsmøte: Scenarioer/kraftmarkedsanalyse, februar 2023
- Arbeidsmøte: virkemiddelanalyse, mars 2023
- Arbeidsmøte: Utkast til samlet rapport, april 2023

1.4 Forkortelser

I rapporten benyttes en rekke forkortelser. Forkortelsene introduseres første gang de brukes, men for å legge til rette for lesere som ikke leser hele rapporten, inkluderer vi også en liste over viktige forkortelser her:

Tabell 1-1: Forkortelser benyttet i rapporten

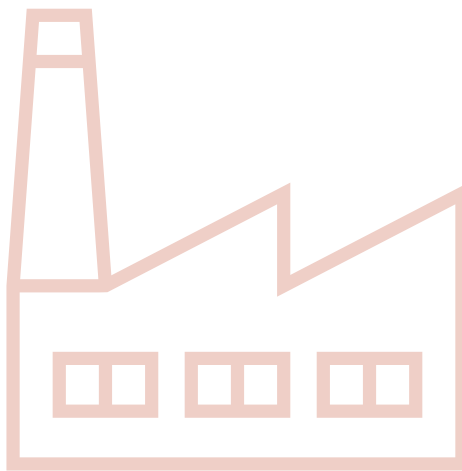
Forkortelse	Forkortelse for	Oversettelse
AEL	Alkaline Water Electrolysis	Alkalisk (vann)elektrolyse
AEM	Anion Exchange Membrane	Anionmembran
ATR	Autothermal Reformer	Autotermisk reformering
CAPEX	Capital Expenditure	Kapitalutgifter/ investeringer
CCS	Carbon Capture and Storage	Karbonfangst- og lagring
CRI	Commercial Readiness Index	Kommersiell (markedsmessig) modenhet
ESG	Environmental, Social, Governance	Miljø, sosiale- og forretningsetiske
ETS	Emission Trading System	Kvotesystem
GEV	Global Energy Ventures	
GHR	Gas Heating Reformer	Gass-varme reformer
GW	Giga Watt	Gigawatt
IEA	International Energy Agency	Det internasjonale energibyrået
KF	KapasitetsFaktor	-
kWh	Kilo Watt hour	Kilowatttime
LCOE	Levelized Cost Of Electricity (€/MWh)	-
LCOH	Levelized Cost Of Hydrogen (€/kg)	-
LCOT	Levelized Cost of Transport (€/tkm)	-
LHV	Lower Heating Value	Lavere brennverdi
LNG	Liquid Natural Gas	Flytende naturgass
LOHC	Liquid Organic Hydrogen Carriers	Flytende organiske hydrogenbærere-
MEGC	Multiple Element Gas Container	-
MW	Mega Watt	Megawatt
OPEX	OPerational Expenditure	Driftsutgifter
PEM	Proton Exchange Membrane	Protonmembran
PGM	Platinum Group Metals	-
PMR	Protonic Membrane Reforming	Protonmembranreforming
SER	Sorption enhanced reforming	Sorpsjonsforbedret reformering
SMR	Steam Methane Reforming	Dampreforming
SOE	Solid Oxide Electrolysis	Faststoffmembran elektrolyse
T-AEL	-	Trykksatt Alkalisk (vann)elektrolyse
tkm	tonne-kilometre	
TRL	Technology Readiness Level	Teknologisk modenhet

1.5 Rapportstruktur

Denne rapporten er delt i tre deler, (i) markeds- og teknologianalyse, (ii) scenarioanalyse og (iii) virkemiddelanalyse, Rapporten er strukturert som følger:

- Del I: Markeds- og teknologianalyse
 - Kapittel 2 beskriver teknologi- og markedsstatus for ulike deler av verdikjeden for hydrogen, herunder produksjon, transport og lagring og bruk av hydrogen. Kapitlet

- skisserer også eksempler på sammenhengende verdikjeder.
 - Kapittel 3 tar for seg eksportmuligheter for norsk hydrogen i 2030, herunder spesielt import til EU.
 - Kapittel 4 diskuterer fortrinn og utfordringer for norske bidrag i verdikjeden for hydrogen, både for produksjon av innsatsfaktorer, produksjon av hydrogen og andre faktorer.
- Del II: Scenarioanalyse
 - Kapittel 5 skisserer tre scenarioer for hydrogenmarked i Norge i 2030 og 2050. For hvert scenario beskrives total hydrogenproduksjon, kraftforbruk, klimagassutslipp og sysselsetting.
 - Kapittel 6 tar for seg energisystemanalyser for utvikling i kraftsystemet i 2030 med scenarioene gitt i kapittel 5. Analysen tar også for seg kraftsystemeffekter av fleksibel hydrogenproduksjon i systemer med vesentlig innslag av variabel havvindkraft.
- Del III: Virkemiddelanalyse
 - Kapittel 7 beskriver det teoretiske utgangspunktet for markedssvikter og effektiv virkemiddelbruk. Kapitlet inneholder også en bred gjennomgang av eksisterende virkemidler og en vurdering av behov for økt virkemiddelbruk.
 - Kapittel 8 omfatter en virkemiddelanalyse med en gjennomgang av mulige nye virkemidler og vurdering av måloppnåelse og samfunnsøkonomisk effektivitet.



Del I: Teknologi- og markedsanalyse

Kapittel 2: Teknologi- og markedsstatus for hydrogen

Kapittel 3: Eksportmuligheter for norsk hydrogen

Kapittel 4: Fortrinn og utfordringer for norske bidrag i verdikjeder for hydrogen

2. Teknologi- og markedsstatus for hydrogen

I dette kapitlet sammenfatter vi nøkkelinformasjon fra allerede gjennomførte kartleggingsstudier samt statistikk der dette er hensiktsmessig. Vi vil så langt som mulig inkludere de senere års utviklingstrekk, for på den måten å sikre at statusen som gis er oppdatert. Beskrivelsen av status for teknologi skal dekke alle relevante ledd i de verdikjedene som vi anser vil dominere, mens markedsstatusen i større grad fokuserer på etterspørsel etter hydrogen og hydrogenteknologi i ulike segmenter for anvendelse av hydrogen og de biproduktene som produksjonen gir.

Hydrogen er forespeilet å spille en viktig rolle i fremtidens energisystem, fordi det kan produseres med veldig lave klimagassutslipp, transporteres med lignende infrastruktur som fossile brennstoff og kan anvendes uten utslipp.

Hydrogen er i seg selv ikke en energikilde, men en bærer av energi. Siden det kreves energi for å produsere hydrogen, vil hydrogen fra elektrolyse først og fremst være aktuelt å bruke der det ikke er mulig eller økonomisk lønnsomt å bruke elektrisitet direkte. I Norge omfatter dette hovedsakelig områder hvor energien er tilgjengelig i et område langt fra sluttbruken, og der strømmettet er svakt eller ikke vil bli bygget ut, som for eksempel innestengt vindkraft både på land og offshore. Hydrogen produsert fra naturgass med CCS vil ikke på samme måte konkurrere med strømmettet, men vil i stedet være en måte å utnytte naturgassressurser på en utslippsfri måte.

Hydrogen kan brukes som innsatsfaktor i industrier som ellers ville benyttet fossile brennstoff. Hydrogen vil også kunne brukes innenfor transportsektoren der batterier ikke kan levere nok energi for en applikasjon, eller der batterier blir for tunge og dyre.

Hydrogen er en energibærer som hovedsakelig kan brukes som:

- kjemisk innsatsfaktorer i industrien (for eksempel i produksjon av ammoniakk og metanol)
- drivstoff i brenselceller som produserer strøm
- brensel for oppvarming av bygninger, men også i varmeintensiv industri
- brensel i forbrenningsmotorer
- reduksjonsmiddel i for eksempel stålproduksjon
- energilagringsmedium ved for eksempel sesongbasert kraftproduksjon

I dette kapitlet gir vi en teknologi- og markedsstatus for produksjon, transport og bruk av hydrogen i Norge. Vi tar utgangspunkt i dagens situasjon, men gjør også en vurdering av forventede endringer frem mot 2030, og videre utviklingsretning etter dette der det gir mening.

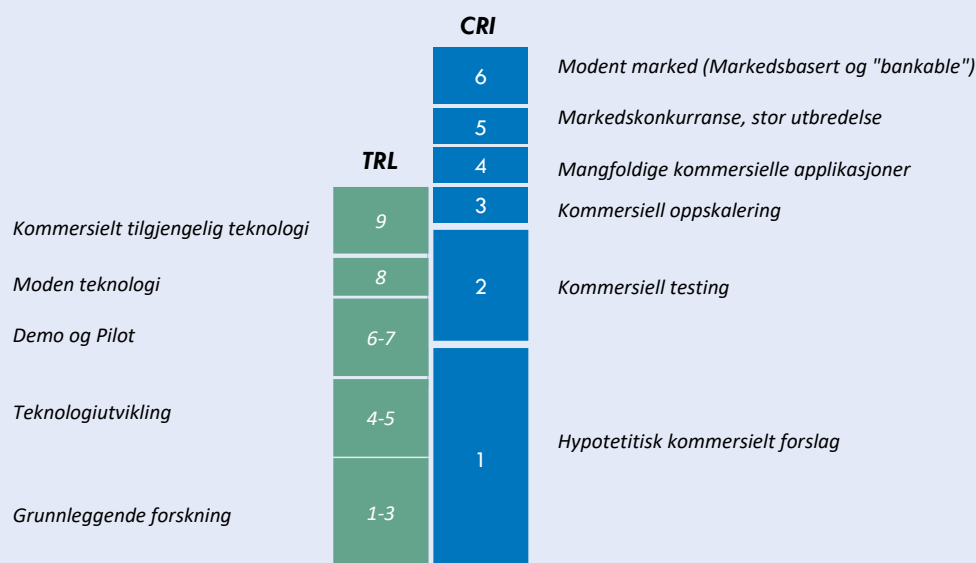
Først vil vi overordnet gi en innføring i teknologier for produksjon, transport og lagring av hydrogen. Deretter vil vi omtale bruksområder for hydrogen i Norge, med anslag for volumer. Produksjon, transport, lagring og bruk av hydrogen kan settes sammen i ulike verdikjeder, og vi presenterer noen slike verdikjeder som vi anser som særlig relevante.

Følgende avgrensninger gjøres i dette kapitlet: Til tross for at ulike hydrogenbærere (ammoniakk, metanol, syntetiske drivstoffer med flere) stadig omtales og har fått økt oppmerksomhet den siste tiden, vil denne statusbeskrivelsen ikke fokusere på produksjon, distribusjon og bruk av disse. Statusbeskrivelsen vil dog vurdere hydrogen- etterspørsel til produksjon av disse energibærerne for anvendelse i ulike markedssegmenter.

Faktaboks 2-1: Teknologi- og markedsmodenhet for ulike hydrogeneteknologier

Det er et betydelig antall teknologier involvert i de ulike verdikjedene for hydrogen. Disse teknologiene er i ulik grad modne. Teknologimodenhet vurderes internasjonalt etter den såkalte Technology Readiness Level (TRL)-skalaen. Skalaen går fra 1-9, hvor 1 er startfasen for utviklingen av en teknologi, og 9 er kommersielt tilgjengelig teknologi. Produksjon av hydrogen, både fra elektrisitet (ved elektrolyse) og fra naturgass er kommersielt tilgjengelige og modne teknologier (TRL9).

Figur 2-1: Skalaer for teknologimodenhet (TRL) og markedsmodenhet (CRI)



Illustrasjon Oslo Economics basert på figur av Enova

Det er også viktig å skille mellom teknologisk- og markedsmessig modenhet. Mens en teknologi teknologisk sett kan være moden (TRL9) vil den ikke nødvendigvis være kommersielt moden eller konkurransedyktig. Et eksempel er PEM brenselcelle-teknologi for kjøretøyer som utvilsomt leverer den tjenesten den er utviklet for (0-utslippsfremdrift), men som (i dagens marked) har en høyere kostnad enn konkurrerende teknologi. Markedsmessig modenhet angis gjerne i henhold til Commercial Readiness Index (CRI)-skalaen. Den primære årsaken til at kostnaden for ny teknologi er høy, er i svært mange tilfeller knyttet til at produksjonsvolumet er lavt.

Dette illustreres godt av den kontinuerlig pågående evalueringen av kostnader for brenselceller for lastebiler som utføres av US Department of Energy. Evalueringen viser at både teknologiutvikling og oppskalering av produksjonen er viktige faktorer. Av disse har oppskalering av produksjonen størst betydning. Mens kostnaden reduseres med mer enn 40 prosent hvis produksjonsvolumet økes fra 1000 til 100 000 enheter per år, forventes teknologiutviklingen over 4 år (2021-2025) å redusere kostnadene med om lag 30 prosent. Hvorvidt en type drivlinje blir konkurransedyktig, avhenger igjen av en rekke faktorer, ikke bare av investeringskostnaden. For kjøretøyer gir drivstoffkostnadene og eventuelle avgifter også betydelige utslag på de totale kostnadene for brukerne.

2.1 Produksjon av hydrogen

I Norge har vi produsert hydrogen i relativt stor skala siden oppstarten av Norsk Hydros anlegg på Rjukan i 1929 og i Glomfjord i 1949. Vannelektrolyseanlegget i Glomfjord var i sin tid verdens største med en daglig produksjonskapasitet på over 65 tonn hydrogen til bruk i gjødselproduksjon. Hydrogenproduksjonen fra Norsk Hydro ble først og fremst etablert fordi det var tilgjengelig og relativt billig vannkraft. Etter hvert som naturgass ble tilgjengelig og billigere, gikk Hydro over til naturgass som råstoff, og hydrogen produseres i dag primært fra naturgass.

De siste årene har man begynt å benytte farger for å kategorisere hydrogen produsert fra ulike kilder og produksjonsmetoder, og i litteraturen kan det være ulike tolkninger av disse kategoriene. Når hydrogen

fremstilles fra fossile kilder uten karbonfangst og -lagring (CCS) omtales det ofte som "grått hydrogen". Hydrogen som fremstilles ved bruk av vannelektrolyse med strøm fra fornybar kraftproduksjon, kalles ofte "grønt hydrogen", mens hydrogen fremstilt ved reformering av naturgass med CCS ofte kalles "blått hydrogen". Vi benytter disse tolkningene av fargeangivelser i denne utredningen.

I denne rapporten er søkelyset på produksjon av hydrogen ved vannelektrolyse basert på fornybar kraft samt hydrogen produsert fra naturgass kombinert med CO₂-fangst og -lagring. Noen andre metoder med lave eller ingen klimagassutslipp nevnes også der dette er hensiktsmessig. Det er viktig å være oppmerksom på at renheten på hydrogenet fra ulike kilder varierer. For eksempel inneholder hydrogen produsert fra naturgass i utgangspunktet flere og

større mengder urenheter enn hydrogen produsert ved elektrolyse. Selv etter at CO₂-en er separert ut, inneholder hydrogen fra naturgass urenheter som må renses for å kunne hydrogenet skal kunne benyttes f.eks. i brenselceller. I tillegg er det forskjeller i sammenheng mellom skala og kostnad, hvor blått hydrogen gjerne må produseres i stor skala for å oppnå lav kostnad, mens grønt hydrogen kan være kostnadseffektivt også i relativt liten skala.

Hvis hydrogenet skal brukes et annet sted enn der det produseres, transporteres det som oftest i komprimert (typisk 200-750 bar) eller flytende form (nedkjølt til minus 253°C). Hydrogen kan inngå i synteser for å produsere andre energibærere som for eksempel ammoniakk eller metanol, men i denne rapporten er hovedfokus på hydrogen. Om hydrogenet må transporteres eller brukes som innsatsfaktorer for produksjon av andre energibærere vil det vanligvis tilkomme ytterligere energitap og økte kostnader.

2.1.1 Vannelektrolyse

Vannelektrolyse er en kommersielt tilgjengelig og skalerbar teknologi som har vært anvendt industrielt siden tidlig på 1900.² Typiske anlegg så langt er i størrelsesorden noen få megawatt (MW), mens et fåtalls anlegg kan være oppmot 100 MW. Disse kan produsere henholdsvis 400-500 kg og 40-50 tonn hydrogen per i dag. Historisk sett har alkalisk elektrolyse (AEL) vært den dominerende teknologien, men de siste to-tre tiårene har andre teknologier også blitt utviklet. Proton membran-basert elektrolyse-teknologi (PEM) haler stadig innpå og blir nå implementert i 100 MW-skala³ i en rekke anlegg verden over. Fast-oksider-basert elektrolyseteknologi (SOE) oppskaleres også, men er enn så lenge noe mindre moden enn AEL og PEM vannelektrolyse. En annen elektrolyseteknologi som nå utvikles, benytter anionmembraner (AEM) og er dermed en kombinasjon av AEL- og PEM-basert teknologi. Proton keramisk elektrolyse (PCE) er også under utvikling og driftes på lavere temperatur enn SOE. Tabell 2-1 gir en oversikt over de viktigste parameterne for de ulike teknologiene.

En vannelektrolysør kan kobles direkte til en strømkilde, og fordi den kan plasseres der elektrisiteten er tilgjengelig, er man ikke avhengig av strømmettet for å produsere grønt hydrogen.

Vannelektrolyse er derfor ideelt å benytte der man har såkalt innestengt fornybar kraft. Innestengt fornybar kraft oppstår i områder hvor man har store fornybare ressurser (vind, sol, vannkraft) som ikke enkelt eller kostnadseffektivt kan kobles til strømmettet. I Norge er det mange slike områder både på land og offshore (havvind) med stort potensial for vindkraft.

Vi vil i denne utredningen begrense oss til primært å omtale utviklingen innen alkaliske og PEM-baserte elektrolysører, da disse teknologiene utgjorde mer enn 90 prosent av installert effekt i 2021⁴, og predikeres å ville dominere markedet frem mot 2030. I tidsperspektivet frem mot 2050 vil også de to andre elektrolyseteknologiene omtales, men da kvalitativt siden usikkerheten så langt frem i tid er betydelig.

Installert kapasitet for elektrolyse var globalt på 1,2 GW i 2022, og dette er mer enn en dobling fra knappe 0,5 GW i 2021⁵. Leverandørens anslag for 2023 er i samme kilde 2,4-3,6 GW.

Til tross for at alkaliske elektrolysører har vært kommersielt tilgjengelige i snart hundre år, har markedsvolumet vært så begrenset at produksjonen av slike i det vesentligste har bestått i manuell sammenstilling. Med dagens fokus på oppskalering, forventes kostnadene for storskala alkaliske og PEM-baserte elektrolysører å falle med så mye som 50 prosent frem mot 2030⁶. Dette er i det alt vesentligste knyttet til økt produksjonsvolum og automatisering av produksjonslinjene. Ledende norske forskningsmiljøer har pekt på at økte produksjonsvolumer og tilhørende stordriftsfordeler og læringskurver er en forutsetning for å senke kostnader langs hele verdikjeden⁷. Økte materialkostnader knyttet til begrenset tilgang vil kunne bli en utfordring. Det er derfor betydelig fokus internasjonalt på å identifisere og ta i bruk nye, billigere materialer med tilstrekkelig råvaretilgang.

Vannelektrolyse er EUs prefererte metode for produksjon av hydrogen. Samtidig har EU innsett at det også vil være behov for blått hydrogen i en overgangsperiode, frem til oppskaleringen av produksjonen av grønt hydrogen er kommet i gang. Dette reflekteres i den europeiske energi- og klimapolitikken, som legger til rette for å redusere Europas avhengighet av energiimport og samtidig stimulere europeisk industris konkurranseevne. Med de svært ambisiøse målene om oppskalering av

² Smolinka et. al. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819424-9.00010-0>.

³ Refhyne 2 er ett eksempel (av mange) på prosjekter der PEM-elektrolyseteknologi implementeres i stor skala.

⁴ <https://www.iea.org/reports/electrolysers>

⁵ <https://www.hydrogeninsight.com/electrolysers/green-hydrogen-boom-electrolyser-sales-doubled-in-2022-and-could-triple-in-2023-bnef/2-1-1395432>

⁶ Projecting the future cost of PEM and alkaline water electrolyzers; a CAPEX model including electrolyser

plant size and technology development, <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.08.306>

⁷ Tomasgard et al., 2019. Hydrogen i Fremtidens Lavkarbonsamfunn. NTNU, SINTEF, IFE. ISBN 978-82-93198-31-4.

https://www.ntnu.no/documents/7414984/0/Hydrogen+i+framtiden_rapport_A4_web_LR+28-03-2019.pdf/cbcf5251-7a61-41ac-88ea-faef5daf558c

elektrolysekapasiteten i Europa (kvantifisert i EUs hydrogenstrategi⁸), er markedet for leveranse av elektrolysører frem mot 2030 forventet å være sterkt voksende.

Det globale markedet for elektrolysører økte med 69 prosent fra 2020 til 2021, fra 304 til 513 MW kapasitet⁹. Fra 2021 til 2022 doblet salget av elektrolysører seg.¹⁰ Målet for oppskalering av elektrolysekapasiteten i Europa til 6 gigawatt (GW) innen 2024 er svært ambisiøst. Under forutsetning om at vi når dette målet og kostnads målet for alkalisk elektrolyse¹¹, vil markedet i Europa alene være på hele 2,9 milliarder euro. Til sammenlikning var det globale markedet for elektrolysører i 2021 390 millioner USD.¹² For å innfri 2030-målet for produksjon av 10 millioner tonn hydrogen per år fra fornybare kilder i Europa, må det installeres i størrelsesorden 140 GW elektrolyse.¹³ Det vil si at man i gjennomsnitt må installere 17-18 GW hvert år, tilsvarende et marked for elektrolysører på rundt 7 milliarder euro per år.

Alkalisk elektrolyse (AEL)

Tradisjonell vannelektrolyse baserer seg på alkaliske elektrolysører (AEL) som opererer under atmosfærisk trykk. Dette er moden og velprøvd teknologi (TRL9). Elektrolysører av denne typen kan operere i 7-10 år før enhetene sendes tilbake til leverandør der elektrodene blir regenerert og elektrolysen igjen er klar for nye 7-10 års drift. De årlige vedlikeholdskostnadene for slike anlegg er i området 2-3 prosent av den opprinnelige investeringskostnaden innenfor 7-10 årsperioden.

Utvikling innenfor denne teknologien de siste årene dreier seg om trykksetting av elektrolysørene slik at de leverer hydrogen ved 15-30 bars trykk. Dette regnes i dag som en egen teknologikategori (T-AEL). Fokus for videreutviklingen er nå på forbedringer av elektrodematerialer for forlenget levetid og økning i strømtetthet slik at elektrodeareal, og dermed størrelse av anleggene reduseres. Trykk-alkaliske elektrolysører er attraktive da man for disse trenger mindre energi til kompresjon til det endelige trykket for sluttbruk. Operasjonelle parametere for konvensjonelle og trykksatte alkaliske elektrolysører er listet i Tabell 2-1.

Alkaliske elektrolysører leveres vanligvis i enheter på 2-5 MW. Slike enheter sammenstilles til større anlegg. Flere leverandører tilbyr nå alkaliske anlegg på 100 MW.

Proton-membran elektrolyse (PEM)

Utviklingen av proton-membran (PEM) elektrolyse har skutt fart og teknologien er nå kommersielt tilgjengelig (TRL9) i 10-100 MW-skala. I PEM elektrolysører transporteres protoner (H⁺) gjennom en protonledende membran, mens det i en alkalisk elektrolyse er hydroksidioner (OH⁻) som transporteres gjennom en vandig elektrolytt. Begge teknologiene opererer på lave temperaturer, men PEM elektrolysører driftes typisk ved 15-30 bars trykk. Fordelen med økt trykk i elektrolysen er redusert energiforbruk ved videre kompresjon før lagring av hydrogenet.

PEM elektrolysører opererer på en mye høyere strømtetthet enn AEL (6-8x) og T-AEL (4x). Elektrolysørene tar dermed mye mindre plass og er godt egnet for arealsensitive utbygginger. Bruk av PEM fremfor AEL kan redusere arealbehovet med en faktor på størrelsesorden 4-5.

Ettersom det ikke brukes lut i et PEM system har hydrogenet som produseres en høyere renhet, sammenlignet med hydrogen fra AEL, og kan brukes direkte i en brenselcelle etter en tørkeprosess. For AEL oppnås den ønskede renhet for anvendelse i brenselceller ved å separere ut lut i det produserte hydrogenet før tørking.

PEM elektrolysører responderer veldig raskt på endringer i strømtilførsel og er dermed godt egnet til å operere med variabel kraft fra fornybare kilder og i områder med begrenset kapasitet i nettet, eller såkalt innestengt kraft.

På grunn av bruken av iridium og platina i elektroder (som katalysatorer) i systemet er investeringskostnadene (CAPEX) for PEM høyere enn for begge de alkaliske løsningene. PEM elektrolysører inneholder også en stor andel titan, som bidrar til å drive kostnadsnivået opp. Det er stort fokus på reduksjon av mengden iridium og platina, der særlig tilgangen på iridium kan bli en utfordring for oppskalering av

⁸ European Commission_Hydrogen Strategy: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>

⁹ Kapasiteten for elektrolysører angis ofte som den maksimale effekten som elektrolyseanlegget kan tilføres (f.eks. i MW). En tommelfingerregel er at 1 MW elektrisk energi inn på en elektrolyse gir en produksjon på ca. 450 kgH₂/døgn.

¹⁰ <https://www.hydrogeninsight.com/electrolysers/green-hydrogen-boom-electrolyser-sales-doubled-in-2022-and-could-triple-in-2023-bnef/2-1-1395432>

¹¹ Kostnads mål for alkalisk elektrolyseteknologi i 2024 er 480€/kW, Clean Hydrogen Partnership, SRIA, 2024, s.152)

¹² <https://www.fortunebusinessinsights.com/electrolyzer-market-103919>

¹³ https://hydrogeneurope.eu/wp-content/uploads/2022/05/2022.05.05-EU-ELY-Summit_joint-declaration_signed-c70ff98b5001f55b76b50cf0221c895f.pdf

produksjon av PEM elektrolysører. Selv med veldig lavt iridiuminnhold tilsvarende state-of-the-art forskningsresultater ($0,2 \text{ mg Ir/cm}^2$), vil dette være begrensende for produksjonen og produsenter er avhengig av resirkulering av iridium for tilstrekkelig tilgang. Hvis 50 prosent av dagens produksjon av iridium går til PEM elektrolysører, vil maksimal produksjonskapasitet begrenses til 27 GW per år.¹⁴

Fra et operasjonelt ståsted har PEM en noe lavere virkningsgrad enn AEL og bruker derfor 10-20 prosent mer energi per kg hydrogen produsert enn alkalisk (for PEM ca. 55 kilowattimer (kWh) per kg produsert hydrogen ved 30 bar). Dette forventes å reduseres med 10 prosent frem mot 2030, og det finnes allerede slike varianter med 10 prosent bedre virkningsgrad under utvikling blant annet hos det norske selskapet Hystar. Disse leverer ennå ikke på samme trykk som konvensjonelle PEM elektrolysører, men har redusert energiforbruket ved produksjon på 5-15 bars trykk.

Fastoksid elektrolyse (SOE og PCE)

Fastoksidbasert elektrolyse (SOE og PCE) spalter vanddamp til hydrogen og oksygen, og har betraktelig høyere elektrisk virkningsgrad (80-90 prosent LHV¹⁵) fordi vannet kommer inn som damp og man trenger mindre tilført elektrisk energi for at reaksjonen skal skje. Dersom man har tilgang på damp basert på spillvarme fra andre industrielle prosesser, vil dette kunne bidra til en veldig høy virkningsgrad. Fastoksid elektrolyse kan dermed være velegnet for produksjon lokalisert nær industrier med spillvarme over 100°C , slik som for eksempel innenfor metallproduksjon eller kjemisk industri.

Fastoksidbasert elektrolyseteknologi har gjort store fremskritt de siste årene, og har gått fra å være en umoden teknologi til å entre det kommersielle markedet. I løpet av det siste tiåret har det skjedd forbedringer i elektrolysørenes stabilitet, levetid og ytelse, samtidig som kostnaden nærmer seg konvensjonelle elektrolyseløsninger målt som kostnad per kg hydrogen produsert. Dette er hovedsakelig på grunn av den høye effektiviteten sammenlignet med alkalisk og PEM elektrolyse. Hvis levetiden kan forlenges er det mulig å konkurrere med kostnadene for trykksatte, alkaliske løsninger.¹⁶

Det er mange aktører som utvikler fastoksidbaserte elektrolysører, og flere av disse har produkter klare for markedsintroduksjon. Totalt planlegger Topsøe og Bloom levering av SOE elektrolysører med ca. 2,5

GW tilgjengelig produksjonskapasitet for fastoksid i løpet av 2024¹⁷. I tillegg til dette gjennomføres det flere demonstrasjonsprosjekter av ulike SOE-leverandører som befinner seg på TRL 8, med konkrete planer om utbygging av elektrolyseproduksjon så snart teknologien er verifisert i tilstrekkelig store anlegg. I Norge utvikler selskapet CoorsTek Membrane Sciences PCE elektrolysører som opererer ved noe lavere temperatur (ca. $500\text{-}600^\circ\text{C}$) enn SOE-teknologien. PCE-teknologien muliggjør direkte produksjon av tørr trykksatt hydrogen i den elektrokjemiske reaktoren i motsetning til SOE-teknologien hvor hydrogen dannes på samme side av reaktoren hvor damp føres inn. Den lavere driftstemperaturen for PCE muliggjør billigere reaktormaterialer og reduserer utfordringene med hensyn til stabilitet. Teknologien er fremdeles på utviklingsstadiet med testkjøringer på mellom 1-10 kW.

Anionmembran elektrolyse (AEM)

Anionmembran elektrolyseteknologi har vært under utvikling i noen år. AEM elektrolyse tar utgangspunkt i fordelene med både PEM og vanlig alkalisk elektrolyseteknologi. Elektrolysøren er bygd opp av katalytiske materialer med lave kostnader, som i alkaliske elektrolysører, og en polymer-membran, som i en PEM elektrolyse. Hydrogenet kommer ut fra transport av hydroksid anioner (OH^-) mellom halvcellene. Halvcelle-oppsettet til elektrolysøren tillater hydrogen og oksygen å bli produsert ved 1-35 bar trykk. Dette gir en høy renhetsgrad på hydrogenet og reduserer energimengden som kreves til kompresjon.

AEM er en relativt ny elektrolyseteknologi, som har fått mer oppmerksomhet i takt med økte mål for kostnadseffektiv produksjon av grønt hydrogen. Teknologiuutviklingen har hovedsakelig skjedd hos forskningsinstitusjoner. Det er per i dag ingen løsninger som er demonstrert i storskala eller over lengre driftsperioder, og man har heller ikke lyktes med stabil operasjon uten edelmetaller som platina og iridium. Verdagys og Enapter har småskala løsninger som er under utvikling. Verdagys lanserte sin pilotløsning på 500 kW i august 2022, og har testet en 20 kW elektrolyse i 1 000 timer. Enapter har én elektrolyse på 20 kW i drift i dag. De planlegger å levere sin første storskala 1 MW-løsning basert på et string-oppsatt av sine 20 kW-moduler i siste halvdel av 2023.

¹⁴ Techno-economic analysis of current and emerging electrolysis technologies for green hydrogen production, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890422009438>

¹⁵ Lower Heating Value (LHV) er den nedre brennverdien for hydrogen på $33,33 \text{ kWh/kg}$.

¹⁶ Greensight (2021)

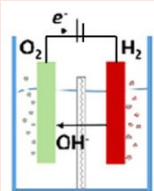
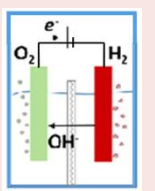
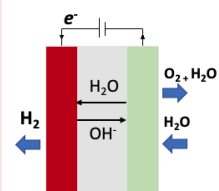
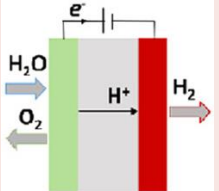
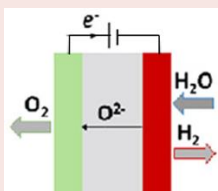
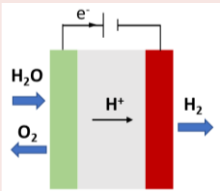
¹⁷ <https://www.rechargenews.com/energy-transition/topsoe-wins-world-s-largest-ever-hydrogen-electrolyser-order-in-5gw-green-ammonia-deal/2-1-1299119>

Drivere for fremveksten av de ulike elektrolyse-teknologiene

Som det fremgår av beskrivelsen over, har de ulike teknologiene noen ulike særtrekk. Det er ikke opplagt at én teknologi vil være best egnet for alle bruksområder, og at denne teknologien således vil vokse frem som en klar markedsvinner. Generelt er det ønskelig med elektrolysører som er rimelige i anskaffelse (lave CAPEX) og i drift (lav driftskostnad (OPEX)). CAPEX kan blant annet påvirkes av levetid, behovet for, og kostnaden for sjeldne mineraler i produksjonen, mens lavt energiforbruk er viktig for å sikre lav OPEX. For noen applikasjoner kan det være spesielt viktig å ha et lavt arealbehov, mens det for andre anvendelser er spesielt gunstig hvis en har tilgang på vanndamp. Hydrogenets renhet kan være viktig for sluttbruk i for eksempel brenselceller, mens forbrenning ikke krever samme høye renhetsgrad. Dersom hydrogenet skal produseres basert på variabel fornybar kraft, som vindkraft i perioder med høy krafttilgang og lave kraftpriser, vil det være viktig at elektrolysørene tåler den dynamiske driften for slik varierende produksjon. De bør kunne startes og stoppes raskt, samt ha et bredt driftsvindu.

Fordeler og ulemper med de ulike teknologiene oppsummeres i Tabell 2-1 under.

Tabell 2-1: Oversikt og sammenligning av relevante elektrolyseteknologier

	Lavtemperatur elektrolyse				Høytemperatur elektrolyse	
Type	Alkalisk elektrolyse (AEL)		Anionmembran elektrolyse (AEM)	Proton membran (PEM)	Fastoksid Elektrolyse (SOEC)	Proton keramisk elektrolyse (PCE)
	Konvensjonell atmosfærisk alkalisk	Trykksatt alkalisk (T-AEL)	AEM med tørr katode	H+ - PEM	O-SOEC	H-PCE
Operasjonsprinsipp						
Ladningsbærer	OH ⁻	OH ⁻	OH ⁻	H ⁺	O ²⁻	H ⁺
Temperatur	20-80°C	60-80°C	55°C	60-80°C	600-850°C	450-700
Produksjonstrykk	1 bar	10-35 bar	1-35 bar	30 bar	0 -1.7 bar	1-10 bar
Membran/ diafragma	NiO (porøs folie)	Polymer elektrolytisk membran	Porøs polymer membran (hydrokarbon-basert)	Faststoff (polymer-basert)	Faststoff (Keramisk)	Faststoff (Keramisk)
Elektrolytt	Lut (KOH-løsning)	Lut (KOH-løsning) eller karbonat-løsning	Lut (KOH-løsning)	Faststoff (polymer-basert)	Faststoff (Keramisk)	Faststoff (Keramisk)
Energiforbruk (stack)	49.0 kWh/kg (2022) 45.6 kWh/kg (2030)	50.0 kWh/kg (2022) 42.0 kWh/kg (2030)	55.6 kWh/kg (2022) 47.0 kWh/kg (2030)	51.6 kWh/kg (2022) 45.7 kWh/kg (2030)	46 kWh/kg (uten damptilførsel) 39 kWh/kg (med damptilførsel)	N/A
CAPEX estimat	225-620 €/kW (2030) 430-990 €/(kg/dag)	225-620 €/kW (2030) 390-990 €/(kg/dag)	390-530 €/kW 760-1040 €/(kg/dag)	500-730 €/kW (2030) 950-1390 €/(kg/dag)	400-800 €/kW 650-1300 €/(kg/dag)	N/A
TRL Nivå	TRL 9	TRL 9	TRL 5	TRL 9	TRL 7-8	TRL5
Kommersielt tilgjengelig?	Ja	Ja	Ca. 2030	Ja	Ja	Ca. 2030
Fordeler	- Lav investeringskostnad på elektrolysesystem - høy virkningsgrad - stabil operasjon - moden teknologi - Høy levetid (~10 år)	- Høyt leveransetrykk fra stack - Høy virkningsgrad - Raskere responstid enn atmosfærisk alkaliske elektrolysører - Høy levetid (~10 år) - Middels høy strømtetthet	- Kombinerer fordeler fra alkalisk og PEM - Høy virkningsgrad - Høyt leveransetrykk - Høy strømtetthet - Rask responstid til lastendringer – kompatibel med vind og solkraft	- Høyt leveransetrykk - Høy strømtetthet, gir lavt areal behov - Høy renhet på produsert hydrogen - Rask responstid til lastendringer – kompatibel med vind og solkraft	- Høy virkningsgrad - Kan kombineres med damp og restvarme fra andre industrielle prosesser for å øke total virkningsgrad opp mot 90% (HHV) - Tilgjengelige materialer	- Driftstemperatur muliggjør effektiv integrasjon med spillvarme - Mulighet for å trykksette hydrogen - Tilgjengelige materialer - Ingen bruk av sjeldne jordartsmetaller

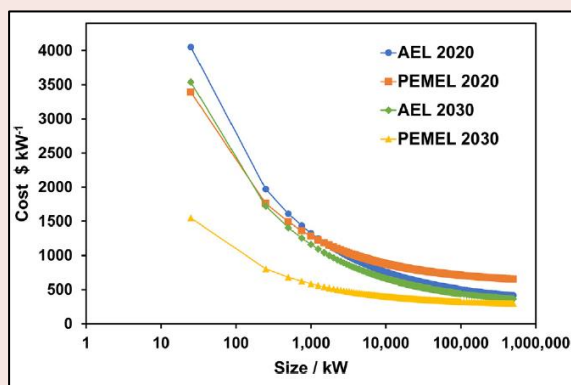
		- Mindre arealbehov enn konvensjonell AEL - Samme CAPEX-nivå som for konvensjonell AEL	- Relativt billige og tilgjengelige materialer - Mindre korrosiv elektrolytt enn AEL - Samme CAPEX nivå som for AEL	- Tåler godt variasjon i last - God levetid (~8 år)	- Ingen bruk av sjeldne jordartsmetaller - Tåler høyere urenheter enn PEM	- Tåler høyere urenheter enn PEM
Ulemper / Utfordringer	- Høy vekt og stort volum – stort arealbehov - Atmosfærisk outputtrykk – krever ekstra steg og mer energi ved komprimering - Lang oppramping- og nedrampingshastighet - Behov for rensesystem for å få høykvalitet (renhet) på hydrogenet - Lavere strømtetthet som gir høyere volum på stack	- Få modeller som kan gå like lavt i last som atmosfærisk alkalisk og PEM (min. ~40%) på grunn av cross-over av hydrogen til oksygen halvcelle under lav last. - Behov for system for lutbehandling i tillegg til elektrolyseanlegget - tilleggskostnad - Behov for rensesystem for å få høykvalitet (renhet) på hydrogenet	- Høy degradering som medfører kort levetid (3-4 år) - For øyeblikket avhengig av PGM (Platinum Group Metals) for å holde stabil reaksjon og øke levetiden - Lav modenhetsgrad, ikke verifisert i industriell størrelse	- Lavere virkningsgrad - Høyere CAPEX pga dyre materialer - Korrosivt miljø på katodesiden - Avhengig av sjeldne materialer som platina og iridium - Kan bli påvirket av problemer med tilstrekkelig tilgang på iridium	- Degradering av elektroder, lav levetid (3-4 år) - Lavere modenhet enn AEL/PE - Risiko for mekanisk skade på grunn av termiske spenninger. Utfordringer med ulik varmeekspansjon på materialene i elektrolysecellene - Stort arealbehov (tilsvarende skala som AEL) - Trykksetting av elektrolyseceller er vanskelig på grunn av materialstyrke.	- Behov for industriell skala demonstrasjon - Termokjemisk stabilitet av materialene kan gå på bekostning av mekanisk integritet av cellene
Best egnet bruksområde	- middels til stor skala - variable kraft ved storskala anlegg (mange enheter) og stabil krafttilførsel i middels skala.	- middels til stor skala - variable kraft ved storskala anlegg (mange enheter) og stabil krafttilførsel i middels skala.	- kan fungere både storskala og småskala om virkningsgrad går opp til fremtidige anslag fra produsenter - kan kjøres med variabel krafttilførsel med mange små stacks, eller med stabilt med større stacks - Egnet for offshore (lav vekt og areal)	- Produksjon fra variable kraftkilder - Arealbegrensede prosjekter, eks offshore eller anlegg som krever lite plass - Småskala anlegg med stabil krafttilførsel, konkurransedyktig på pris	- Industrielle formål med enkel tilgang til damp - Stor skala - Best med stabil kontinuerlig operasjon med lite temperaturvariasjoner - Kan driftes reversibelt, i brenselcellemodus	- Industrielle formål med enkel tilgang til damp og/eller spillvarme - Liten og stor skala - Best med stabil kontinuerlig operasjon med lite temperaturvariasjoner - Kan driftes reversibelt, i brenselcellemodus
Utviklingspotensial	- Forbedring av elektroder i form av virkningsgrad og levetid - Økning av strømtetthet for å redusere areal	- Forbedring av elektroder i form av virkningsgrad og levetid - Redusere cross-over for å øke lastområde (min. last ned til 10%) - Økning av strømtetthet for å redusere areal	- Eliminere PGM i membran - Økt levetid opp mot 6-8 år - Ovenfornevnte resulterer i redusert levetidskostnad for anlegg	- Redusert energiforbruk - Redusert membrantykkelse - Høyere produksjonstrykk - Redusere iridium- og platinainnhold men opprettholde levetid og stabil operasjon	- Konkurransedyktig med AEL med 1-2 års forlenget levetid. Stor utvikling i levetid de siste 10 år. - Forbedring av elektroder for lavere degradering - Mulighet for kombinasjon med andre industrielle prosesser	- Behov for ytterligere oppskalering og produksjonsinfrastruktur for storskala produksjon - Demonstrer levetiden med lange testkampanjer - Mulighet for kombinasjon med andre industrielle prosesser

Kilder: Leverandørspesifikasjoner, Fraunhofer ISE (Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis Technology Driven Bottom-up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems), DTU (Techno-economic analysis of current and emerging electrolysis technologies for green hydrogen production)

Kostnadsutvikling, investering (CAPEX)

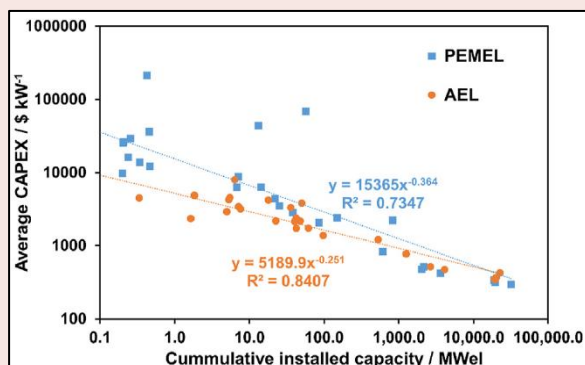
Det er stor variasjon i forespeilede investeringskostnader for elektrolysører. For alkaliske elektrolysører spenner kostnadsestimatene seg mellom 225 og 620 euro per kW i 2030.¹⁸ Basert på et stort antall bottom-up analyser og studier har SINTEF projisert kostnadene for 2030. Disse er basert på kumulativ installert kapasitet for PEM- og AEL-teknologi for å finne en gjennomsnittlig pris som tar høyde for læringseffekter, masseproduksjon og størrelse på anlegg for hver teknologi. Figur 2-2 viser kostnadsreduksjon ved økt størrelse på anlegg, mens Figur 2-3 viser effekten av læring og utbygging av produksjonskapasitet som en funksjon av kumulativ

Figur 2-2: Predikerte kostnader (\$/kW) for PEM og alkalisk vannelektrolyse sammenlignet for år 2020 og 2030



Kilde: SINTEF (2022)

Figur 2-3: Estimert gjennomsnittlig elektrolyse kostnader (CAPEX) for PEM og Alkalisk vannelektrolyse som en funksjon av kumulativ installert kapasitet



Kilde: SINTEF (2022)

¹⁸ Techno-economic analysis of current and emerging electrolysis technologies for green hydrogen production, DTU (2022)

¹⁹ <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming>

²⁰ DNV, Produksjon og bruk av hydrogen i Norge, 2019

²¹ Zero Emissions Platform paper "Facts on low-carbon hydrogen – A European perspective" (<https://zeroemissionsplatform.eu/wp-content/uploads/ZEP-paper-Facts-on-low-carbon-hydrogen-%E2%80%93-A-European-perspective-October-2021.pdf>)

installert kapasitet. Begge grafene viser at kostnadene vil gå betydelig ned over tid, i takt med økt hydrogenproduksjon.

2.1.2 Reformering av naturgass med CCS (blått hydrogen)

Ved reformering av naturgass reagerer metan (naturgass) og vanddamp i en reaktor med hydrogen, karbonmonoksid (CO) og karbondioksid (CO₂) som produkter. Denne reaksjonen trenger varme som tilføres på ulike måter avhengig av teknisk løsning. Videre tilsettes mer vanddamp som reagerer med karbonmonoksidet slik at det dannes mer hydrogen og karbondioksid (også kjent som water gas shift).¹⁹

Dampreforming

Reformering av naturgass er den vanligste teknologien for hydrogenproduksjon basert på naturgass.²⁰ I dag benyttes primært dampreforming (SMR), da dette gir de laveste produksjonskostnader når det ikke er relevant å fange mest mulig produsert CO₂ med tanke på permanent lagring. Her blir varmen tilført ved forbrenning av naturgass utenfor reaktoren, noe som er ugunstig når produsert CO₂ skal fanges og lagres.

Autotermisk reformering

Storskala reformeringsanlegg under planlegging baserer seg på autotermisk reformering (ATR).²¹ ATR er en velkjent teknologi (TRL9) som i dag benyttes for eksempel ved produksjon av ammoniakk og metanol.^{22,23} I denne prosessen tilføres varme til reaksjonen ved partiell oksidering av naturgass med oksygen i reaktoren. Eventuelt kan restvarme i syntesegassen (CO₂ og CO) utnyttes bedre ved hjelp av gassvarmereformer (ATR med GHR²⁴). ATR med GHR er demonstrert og i drift (TRL 9)²⁵, men er fremdeles teknologi under utvikling. Nøkkelutfordringer er oppskalering av forvarmingskomponentene og testing i oksygenfyrte ATRer.²⁶

Fullskala hydrogenproduksjon i ATR- og ATR med GHR-anlegg og integrert fangst av CO₂, er per i dag ikke demonstrert (TRL 6). Teknologi for integrert CO₂-fangst i reformeringsprosess er demonstrert i fullskala for dampreformingsanlegg (TRL 9), i eksisterende hydrogenproduksjonsanlegg som har fått ettermontert CO₂-fangst. Denne applikasjonen er nært beslektet med drift sammen med ATR og det antas derfor at det

²² Amhamed et al. "Ammonia Production Plants—A Review, <https://doi.org/10.3390/fuels3030026> "

²³ A.O. Oni et al. "Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions", <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115245>

²⁴ Gas heated reformer (GHR)

²⁵ Heat exchange reforming in gas synthesis, <https://www.digitalrefining.com/article/1000269/heat-exchange-reforming-in-gas-synthesis>

vil være mulig å designe, bygge og drifte fullskala ATRer med integrert fangst av CO₂ (TRL 9) basert på eksisterende teknologier og teknologi-kunnskap.

Kostnader, ytelse og klimagassutslipp

Kostnader og energiforbruk (både naturgass og elektrisitet) er nært knyttet til teknologivalg for reformeringsprosessen og prosessen for CO₂-fangst, samt hvordan hvert anlegg er designet. DNV²⁰ gir en bred oversikt over ulike teknologier og kostnader. I det følgende vil vi derfor fokusere på tekno-økonomiske data for ATR og ATR med GHR-anlegg. For denne typen anlegg legger vi til grunn at kostnader presentert av H21 i deres North of England-studie²⁶ er representative. Her angis det at ATR har en effektivitet på rundt 70 prosent (LHV²⁷) for et anlegg designet med en CO₂-fangstrate på 94,5 prosent. CO₂ som ikke fanges vil følge med i hydrogenproduktet og senere utgjøre utslipp til luft. For det angitte ATR-designet utgjør dette om lag 0,51 kg CO₂ per kg hydrogen²⁸. Videre angir rapporten at ATR i dag vil kreve kapitalinvesteringer på 1,14 millioner euro per tonn hydrogen per dag.²⁹ Basert på kunnskap om teknologilæring³⁰ kan man forvente reduserte kostnader ned mot 0,93 millioner euro per tonn hydrogen per dag i 2050. Faste årlige driftsutgifter estimeres til 0,03 millioner euro per tonn hydrogen per dag.

Tilsvarende tall for ATR med GHR er:

- Energieffektivitet: I dag, 74 prosent, 77 prosent i 2030, 80 prosent i 2050 (ved CO₂-fangstrate på 94 prosent)
- Kapitalinvestering: I dag, 1,20 millioner euro per tonn hydrogen per dag, 0,94 millioner euro per tonn hydrogen per dag i 2050
- Faste, årlige driftsutgifter: I dag, 0,04 millioner euro per tonn hydrogen per dag, 0,03 millioner euro per tonn hydrogen per dag i 2050
- Utslipp til luft: 0,52 kg CO₂ per kg hydrogen

Reformeringsanlegg vil ha et elektrisitetsbehov, spesielt til kondisjonering av fanget CO₂ (komprimering til nødvendig trykk for transport). Det eksakte behovet bestemmes av design for hvert prosessanlegg. For ATR er behovet på om lag 1,4 kWh elektrisitet per kg hydrogen produsert, for ATR med GHR kan behovet bli rundt 1,9 kWh elektrisitet per kg hydrogen produsert.

Dersom CO₂ fanget i produksjonsprosessen skal transporteres i rør og lagres på norsk sokkel vil kostnaden for dette være om lag 0,4 millioner euro per tonn hydrogen per dag i kapitalkostnader og 0,01 millioner euro per tonn hydrogen per dag i årlige driftsutgifter.

I et klimagassregnskap må utslipp av metan (CH₄) og CO₂ knyttet til utvinning, prosessering og transport av naturgass frem til hydrogenproduksjonsanlegg også tas i betraktning, i tillegg til de direkte prosess-utslippene ved hydrogenproduksjon. Equinor estimerer i sin rapport for 2020 disse utslippene til å være 1,6 gram CO₂-ekvivalenter per MJ naturgass i gjennomsnitt for gass fraktet med rør til eksportmarked. Ved 70 prosent virkningsgrad for hydrogenproduksjonen vil dette utgjøre 0,27 kg CO₂-ekvivalenter per kg hydrogen.

Protonmembranreforming (Protonic Membrane Reformer, PMR)

Protonmembranreforming av naturgass og biogass har vært under utvikling i noen år og har en del fordeler sammenlignet med tradisjonell reformeringsteknologi (SMR og ATR) for produksjon av hydrogen med fangst og lagring av CO₂. I en PMR-reaktor benyttes en termoelektrokjemisk prosess der dampreforming, rensing og kompresjon av hydrogen og utskilling av CO₂ foregår i en integrert prosess. I en PMR produseres hydrogen med høy renhet ved å elektrolytisk pumpe protoner gjennom en membran som også fungerer som katalysator. Prosessen foregår ved høy temperatur (typisk 750°C) og leverer hydrogen med høy renhet under trykk, typisk 25 bar, noe som reduserer energimengden som kreves for videre kompresjon. Fanget CO₂ oppnår også høy konsentrasjon og kan oppnå en fangstrate på mer enn 99 prosent for hele prosessen på systemnivå. Den høye graden av prosessintensivering muliggjør små energitap i produksjonsprosessen, og prosessmodellering anslår virkningsgrad opp mot 90 prosent på systemnivå.

PMR-teknologien har et fortrinn fremfor tradisjonell reformeringsteknologi i at det som elektrolyserer og brenselceller har et modulært design og kan bygges ut også i mindre skala. Det kan bli en aktuell teknologi ikke bare for storskala reformering, men også for produksjon i mindre skala og mer distribuert. Hydrogen kan produseres/ekstraheres fra flere ulike energibærere som ammoniakk, naturgass og biogass

²⁶ "H21 North of England." H21 NoE Report/2018. H21, kostnadstall også benyttet og gjengitt i Hydrogen4EU studien.

²⁷ LHV står for Lower Heating Value eller nedre brennverdi på norsk, og betyr at man har trukket fra kondensjonsvarmen når man oppgir mengden varme som produseres ved fullstendig forbrenning av f.eks. hydrogen.

Ved høyere brennverdi (Higher Heating value, HHV) er ikke kondensjonsvarmen trukket fra.

²⁸ 4,27 kg CO₂/GJ H₂ (LHV)

²⁹ "Tonn hydrogen per dag" referer til installert produksjonskapasitet under antagelse om 95% kapasitetsutnyttelse per år.

³⁰ Hydrogen4EU (www.hydrogen4EU.com)

som alle er enklere å transportere og lagre enn hydrogen.

Langtidstesting av membranmoduler har nådd 7 000 timer og to piloter med kapasitet på 2 kg hydrogen per dag har blitt utviklet og testet. PMR-teknologien er fortsatt forholdsvis umoden, TRL 5-6.

Lønnsomhet av PMR i kommersiell bruk forventes å avhenge i stor grad av pris både på naturgass og på elektrisk energi som inngår i prosessen. En potensiell ulempe ved distribuert reformering med karbonfangst er at fanget CO₂ må samles og sendes til egnet sted for permanent lagring.

Sorpsjonsforbedret reformering (Sorption Enhanced Reforming, SER)

Bedre integrerte prosesser basert på dampreformering av naturgass med karbonfangst basert på absorbenter har vært under utvikling i flere år for enklere design med færre reaktorer og dermed lavere kostnader. Ved sorpsjonsforbedret reformering (SER) benyttes to integrerte reaktorer. I reformeringsreaktoren benyttes en absorbent som reagerer med CO₂, slik at denne kan transporteres sammen med absorbenten til en nærliggende reaktor hvor en annen prosess gjør at CO₂ slippes. Slik kan CO₂ separeres med høy renhet. Gjennom en syklisk prosess kan absorbenten deretter gjenbrukes til å binde CO₂ i den første reaktoren igjen.

SER har et mer modulært design enn SMR og ATR, og kan bygges ut også i mindre skala, selv om dette vil gi noe redusert energieffektivitet. SER kan benyttes både for reformering av metan/naturgass, men også for biogass som dermed kan bidra til negative utslipp.

SER-teknologien er i dag på TRL 6, ZEG har demonstrert anlegg med kapasitet på ca. 20 kg hydrogen pr dag og arbeider med oppskalering til anlegg som kan levere 1-15 tonn per dag, med forespeilet fangstrate på 90-95 prosent CO₂ for mindre anlegg og over 95 prosent for større anlegg.

SER opererer på høye temperaturer (ca. 600°C for SER reaktor, og høyere for regenerering av sorbent, typisk 850°C), og energieffektiviteten forespeiles fra 60 prosent uten varmegjenvinning til 90 prosent ved gjenvinning av overskuddsvarme, noe høyere for anlegg i større skala.

2.1.3 Andre teknologier for hydrogenproduksjon

Hydrogen kan produseres basert på biologiske ressurser som biogass og biomasse. Biogass kan inngå i tilsvarende prosesser som naturgass, for eksempel i ATR-anlegg. Biomasse må først gjennom gassifisering, som omtalt i DNV (2019), før hydrogen kan produseres via ATR. CO₂-fotavtrykket til hydrogenproduksjonsprosessen avhenger av hvilke biologiske ressurser som benyttes, og om produsert CO₂ fanges og lagres permanent. I enkelte tilfeller der dette blir gjort viser livsløpsanalyser at produksjonsprosessen i sum kan fjerne CO₂ fra atmosfæren.^{31, 32}

Investerings- og driftskostnader ved biobaserte hydrogenproduksjonsanlegg avhenger sterkt av råstoffet som brukes i produksjonen, samt design av produksjonsanlegget.

Hydrogen kan også produseres gjennom pyrolyse, basert på karbonholdige ressurser som naturgass, biomasse og plast.³³ Dette åpner opp muligheten for å utnytte avfall i form av bioavfall og ikke-resirkulerbar plast. Pyrolyse-prosessen består av termokjemisk nedbrytning av organiske forbindelser med hydrogen og karbon som sluttprodukter. Med unntak av Kværnerprosessen er pyrolyse-teknologiene i dag på et relativt lavt TRL-nivå og det er uklart når de vil være kommersielt tilgjengelige.³⁰

De siste årene har også muligheten for høsting av hydrogen fra naturlige forekomster blitt studert. Anslagene og realismen i å kunne hente ut slik hydrogen er svært usikre, og det er per nå vanskelig å vurdere dette alternativet³⁴

2.1.4 Offshore produksjon ved elektrolyse

Offshore produksjon av hydrogen i forbindelse med utbygging av offshore vindparker er en mulighet som har vært diskutert i flere studier både i Norge og EU.³⁵ Argumentasjonen for produksjon offshore baserer seg på tilgang til kraft fra nærliggende offshore vindparker, høyt kompetansenivå på offshore installasjoner, mulighet for undervannslagring (subsea) og tilkobling til rørinfrastruktur til Europa, avlastning av nettkapasitet på land og innsparinger på kabelinfrastruktur. Samtidig argumenteres det også imot produksjon offshore, da dette er fordyrende for en allerede dyr energibærer og at innsparingene ikke er tilstrekkelige for å kunne dekke innsparinger for undersjøisk strømkabel. Ved en eventuell innføring av addisjonalitetsprinsippet³⁶ i EUs kvotehandelssystem (ETS) vil offshore hydrogenproduksjon kunne få en større rolle, siden den største andelen av tilførsel av

³¹ Også kjent som "Carbon Dioxide Removal" (CDR)

³² Antonini et al., Sustainable Energy Fuels, 2021, 5, 2602-2621

³³ Tang et al., ACS Omega 2022, 7, 41, 36468-36478

³⁴ <https://sarigbasis.pir.sa.gov.au/WebtopEw/ws/samref/sarig1/image/DDD/MESA1096037-046.pdf>

³⁵ VFK, ZEEDS, Tractebel, ++

³⁶ Prinsippet, dersom det blir vedtatt av EU-Kommisjonen, betyr at fra 2028 må ny hydrogenproduksjon kobles til nye installasjoner av fornybar kraft, for at hydrogenet skal kunne klassifiseres som grønt.

ny fornybar energi i den norske strømmiksen er ventet å komme fra offshore vind.

Ser man mer detaljert på produksjonsoppsett er det fire muligheter:

- Øydrift – direkte oppkobling til hydrogenplattform/energiøy
- Baselastproduksjon med eksportkabel – hydrogenproduksjon for en andel av produksjonen mens resten eksporteres til land
- Balansering av vindkraft – produksjon av hydrogen offshore når strømprduksjonen overstiger etterspørselen
- Baselast produksjon på land tilkoblet nett – hydrogenproduksjon for en andel av produksjonen mens resten eksporteres til land, kraft importeres (til anlegget offshore) i perioder uten produksjon offshore for å sikre oppetid på anlegget

I forhold til produksjon på land er CAPEX for offshore produksjon sterkt drevet av kostnad for en produksjonsplattform. Disse skalerer med areal og vekt, og det er dermed hensiktsmessig med bruk av PEM-elektrolysører til tross for høyere energiforbruk. Av samme årsak er det også store skalaeffekter, da CAPEX for produksjonsplattform ikke stiger like raskt som produksjonsvolumene når kapasiteten øker. Flere studier har funnet 400 MW som den mest hensiktsmessige størrelsen på en produksjonsplattform basert på evalueringer av Levelized Costs of Hydrogen (LCOH) opp mot teknisk gjennomførbarehet.³⁷

Alternativet til offshore produksjon er et direkte tilkoblet anlegg på land. BloombergNEF anslår et intervall på 5-32 USD per kg hydrogen ved full offshore produksjon, mens et landbasert anlegg som kun er tilkoblet offshore vindpark ligger i sjiktet 5-14,5 USD per kg hydrogen. Nøyaktig kostnad for offshore produksjon av hydrogen avhenger av flere faktorer som Levelized cost of electricity (LCOE) for vindparken, avstand til land, vanddybde, størrelse på hydrogenanlegg og kapasitetsfaktor. Det er primært tre faktorer som bidrar til å øke kostnaden: økt CAPEX på grunn av plattform og støttesystem inkludert tilpasning av utstyr til maritime miljø, lav oppetid på anlegg på grunn av variabel kraftproduksjon og potensielt høyere LCOE for offshore vind enn på land (særlig for flytende). Av disse tre er det lavere oppetid som har størst effekt på LCOH.

Tabell 2-2: LCOE for ulike typer havvind for ulike referanseår, og kostnad for kun elektrisitet ved antagelse om state-of-the-art PEM teknologi for hydrogen produksjon. Alle andre bidrag til LCOH er utelatt.

Kraftkilde	Årstall	LCOE	Strøm- kostnad i LCOH
Bunnfast offshore vind	2030	35-50 €/MWh	1,75-2,5 €/kg
Bunnfast Sørilige Nordsjø II (95 m dybde)	2050	30-40 €/MWh	1,5-2,0 €/kg
Flytende offshore vind	2021	116 €/MWh	5,8 €/kg
	2030	67 €/MWh	3,4 €/kg

Kilde: NVE, Statnett, Greenstat, Aabø Consulting, Greensight

I et langsiktig perspektiv frem mot 2050 er det likevel naturlig å anta at betydelige andeler av produksjonen av grønt hydrogen i Norge baserer seg på offshore vind, men at selve produksjonsanlegget gjerne er landbasert. Dette er fordi det meste av den planlagte nye kraftutbyggingen i Norge baserer seg på havvind. I tillegg prioriteres regulerbar stabil krafttilførsel på land til annen industri, mens hydrogen produseres som en energibærer for avlasting av nettet og eventuelt eksport til EU. I et slikt perspektiv vil det være nyttig å forstå hvordan operasjonsmodus, plassering av produksjon og utvikling av LCOE påvirker totalkostnaden for hydrogenet.

Det er også viktig å merke seg at man generelt sett har lavere produksjonskostnader for bunnfast havvind og vindparker på grunnere vann. Dette favoriserer i noen grad havområdene på dansk, britisk, tysk og nederlandsk sektor i Nordsjøen fremfor norske havområder. Norge har dermed ikke et tydelig konkurransefortrinn her utover antagelsen om at Norge bygger ut tilstrekkelig havvind til å opprettholde et kraftoverskudd. I dette tilfellet vil det kunne være mer hensiktsmessig å eksportere hydrogen enn kraft (elektroner), siden kraft er ferskvare, mens hydrogen kan lagres og vil ha en høyere verdi i perioder uten vind.

³⁷ Tractebel, *Optimal utnyttelse av kraft fra Sørilige Nordsjø II*; Greenstat, UiB, HVL, Aabø Consulting; 2020

Tabell 2-2 oppsummerer forventede strømpriser for offshore vind i dag og kommende tiår. Sørige Nordsjø II, som er Norges eneste utlyste område for bunnfaste vindparker, vil ligge i det øvre sjiktet for bunnfast havvind i 2030. Flytende vindparker har en forventet LCOE i 2030 som ligger ca. 50 prosent høyere enn LCOE for bunnfaste løsninger. I strøm-kostnad alene utgjør dette henholdsvis 21-23 kroner per kg hydrogen (bunnfast) og 34 kroner per kg hydrogen (flytende) ved bruk av state-of-the-art PEM teknologi per 2023, før CAPEX, andre operasjonskostnader og oppetid er tatt høyde for. Estimatenes over baserer seg også på at strøm selges til hydrogenprodusent for tilsvarende pris som LCOE.

2.1.5 Kostnadsnivå, skala og Levelised Cost of Hydrogen (LCOH)

For å sammenligne kostnadsnivået på hydrogen mot andre energityper og ulike teknologier, er det vanlig å benytte måltallet Levelised Cost of Hydrogen (LCOH). Dette gir produksjonskostnad per kg hydrogen under gitte forutsetninger.

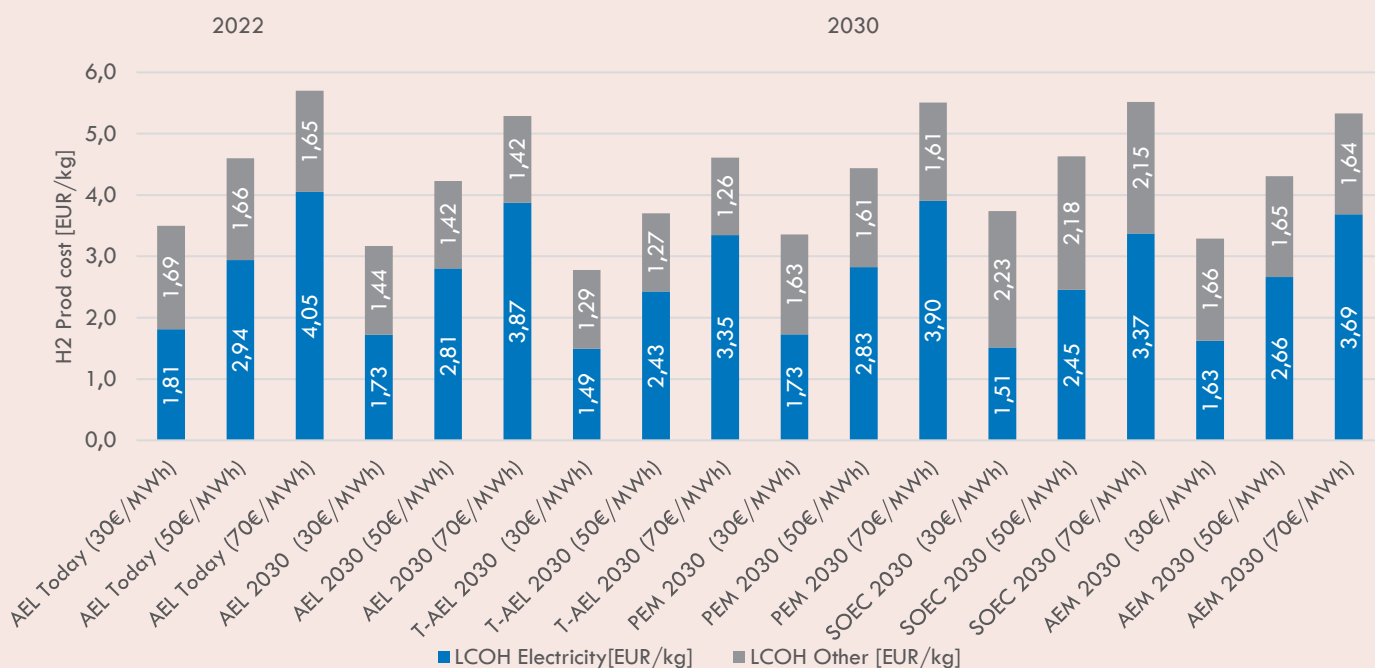
For teknologiene presentert i Figur 2-4 er LCOH for landbasert hydrogenproduksjon beregnet for en fremtidig case i 2030 med produksjon på 10 tonn hydrogen per dag ved 30 bars trykk.³⁸ Samlet LCOH er fordelt på strøm og CAPEX/andre kostnader, og beregnet for tre ulike strømpriser. Dette for å vise

endring i LCOH ved økende strømpris for ulike teknologier. Langtidsanalyser for strøm fra Statnett viser gjennomsnittspriser for strøm som konvergerer mot 400-500 kroner per MWh i Sør-Norge etter 2026, og det er dermed brukt 50 euro per MWh som basisscenario for fremtidig LCOH for hydrogen.

Figur 2-4 viser tydelig at kraftprisen er den primære driveren for utviklingen av LCOH for hydrogen produsert i Norge. Basert på ventet teknologi- og kostnadsutvikling frem mot 2030 estimeres det en reduksjon i LCOH på ca. 23-26 prosent gitt samme strømpris om man sammenligner alkalisk teknologi i dag med trykkalkalisk teknologi i 2030. Total virkningsgrad på anlegget sammen med strømpris er de to parameterne som kan bidra til å redusere LCOH mest.

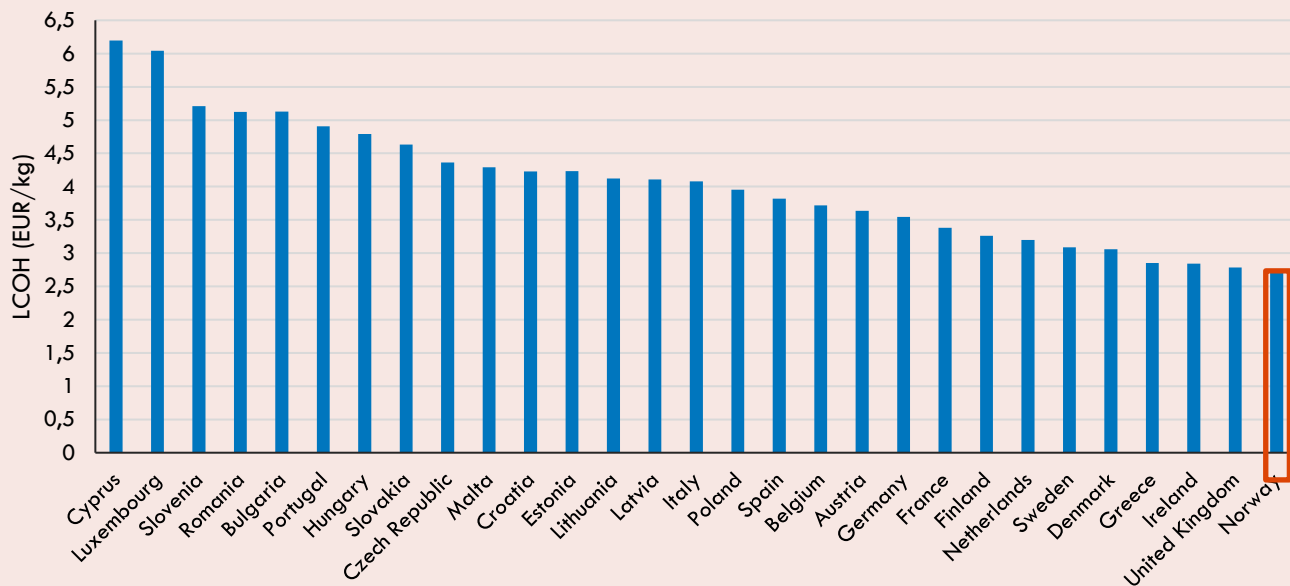
SOE er den teknologien som skiller seg ut mest. Dette skyldes både høyere forventet investeringskostnad sammenlignet med de andre teknologiene, men også at SOE har en langt høyere virkningsgrad enn de andre teknologiene når man har tilgang til gratis eller lavkost damp. Strømpris har derfor en lavere effekt på LCOH for SOE enn de andre teknologiene. Kort levetid bidrar imidlertid til høy CAPEX. Med forlenget levetid fra 3-4 år til 5-6 år og reduksjon CAPEX på grunn av større skala på produksjon, kan dette være en interessant teknologi spesielt for industriformål etter 2030.

Figur 2-4: LCOH for ulike teknologier og strømpriser (30-70€/MWh) basert på kostnadsestimater fra Greensight i 2022 og 2030.



³⁸ 30 bar brukes som baseline for å utjevne forskjeller mellom trykksatte og atmosfæriske systemer

Figur 2-5: LCOH for europeiske land; kostnad ved gunstigste geografiske lokasjon per land



Kilde: Fuel Cells and Hydrogen Observatory³⁹

LCOH fra onshore vind i Europa

Det europeiske Fuel Cell and Hydrogen Observatory har etablert en oversikt over LCOH i ulike europeiske land (Figur 2-5). Denne viser at Norge har gode forutsetninger for å produsere hydrogen fra vindkraft på land til 4 euro per kg.³⁹ I gjennomsnitt ligger Norge på en fjerdeplass. Kun Danmark, Irland og Spania har et bedre utgangspunkt for å produsere grønt hydrogen med lavere kostnad. For de beste lokasjonene (for eksempel i Finnmark), ligger Norge på Europa-toppen med en LCOH på 2,75 euro per kg (gjelder Onshore wind CF max). Det må naturligvis tas med at transportkostnadene for hydrogen, spesielt fra Finnmark til Europa, er betydelige. For lokal eller regional bruk av hydrogenet er tallene i figuren likevel representative. Kostnader for transport av hydrogen er omtalt i delkapittel 2.2.

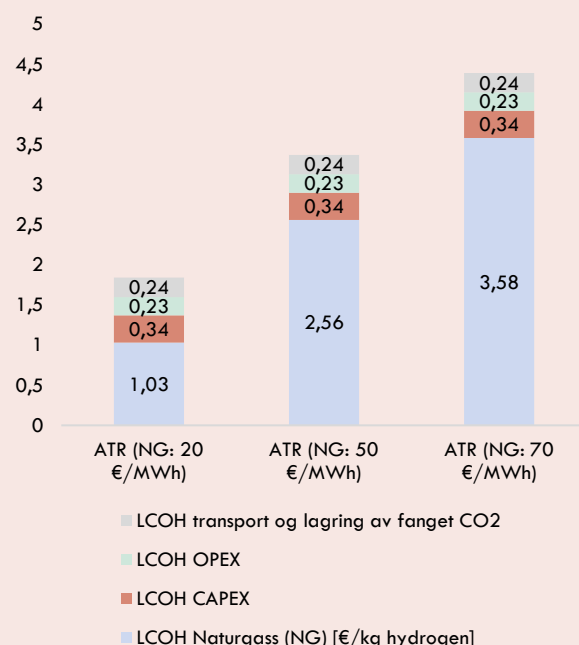
Sammenligning av LCOH for ulike produksjonsmetoder og kraftkilder

Av de ulike produksjonsmetodene for grønt hydrogen er kontinuerlig produksjon med kraft fra strømmettet den billigste løsningen. Dette skyldes primært høy oppetid (produksjon) med høy kapasitetsfaktor (KF) på 1,0, og dermed et mindre bidrag fra CAPEX for hver produserte kilo hydrogen. Til tross for en signifikant lavere kapasitetsfaktor på 0,35, kommer også hydrogen produsert fra onshore vindkraft godt ut. Dette skyldes antagelsen om direkte kobling til vindkraftanlegg og at kraftprisen tilsvarer LCOE. Det er viktig å legge merke til at i en reell investeringssituasjon vil man måtte ta høyde for alternativkostnadene for investeringen, ved for eksempel å selge strøm til nett.

Som tidligere nevnt er strømprisen vanligvis den viktigste faktoren for hydrogenprisen. Dette ser man

også i Tabell 2-3 under, ved sammenligning av LCOH fra ulike typer vindkraft. Utvikling i strømpris og LCOE for ulike kraftkilder vil derfor være viktig for prisutviklingen for hydrogen, sammen med kapasitetsfaktoren som representerer den årlige driftstiden til hydrogenanlegget og dermed påvirker CAPEX-bidraget per kg produsert hydrogen.

Figur 2-6: LCOH for hydrogen produsert med autotermisk reformering med integrert fangst av CO₂ (Euro per kg hydrogen)



Kilde: Estimert fra SINTEF

³⁹ <https://www.fchobservatory.eu/observatory/technology-and-market/levelised-cost-of-hydrogen-green-hydrogen->

costs, sist oppdatert i mars 2022.

Som vist i Figur 2-6 er naturgass den viktigste kostnadsfaktoren for blått hydrogen, etterfulgt av investerings- og driftskostnader for hydrogenproduksjonsanlegget.⁴⁰ I tillegg kommer utgifter til håndtering av CO₂ i form av transport og permanent lagring.

Sammenligning med fossile brennstoff

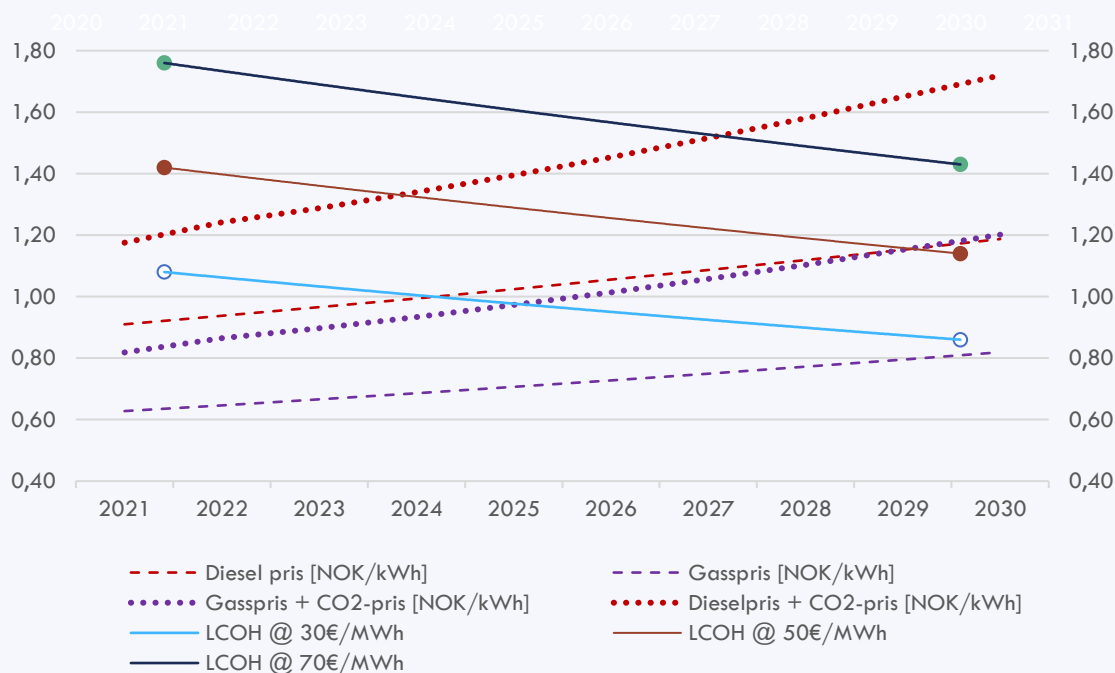
Alternativkostnader vil være en avgjørende faktor for gjennomslagskraften for hydrogen i markedet. Sammenlignet med gass og dieselpriiser er hydrogen dyrere per energienhet, men med tilstrekkelig utvikling for CO₂-priser vil hydrogen bli konkurransedyktig med gass og diesel mot slutten av 2020-tallet. Figur 2-7 sammenligner de laveste LCOH prisene i 2022 og 2030 fra Figur 2-4 med diesel og gasspriser fra oktober 2021, justert for en normal inflasjon på 3 prosent (antatt normalpris uten effekter fra energikrise eller Russlands invasjon av Ukraina). Beregningene baserer seg på en lineær økning av CO₂-pris til regjeringens mål om CO₂-pris på 2 000 kr per tonn CO₂ i 2030. Hydrogen er mest konkurransedyktig mot diesel, mens hydrogen vil nå samme kostnadsnivå som naturgass inkludert CO₂-avgifter først i 2029. Alle tre energiformer gitt over har en høyere kostnad per kWh enn elektrisitet om man sammenligner med simulert gjennomsnittspris fra Statnett (2022). Dette gjelder kun energiprisen i seg selv og ikke tilhørende infrastruktur eller transportkostnader som vil kunne

være avgjørende for enkelte prosjekter. De viktigste driverne for LCOH for blått og grønt hydrogen er pris på innsatsfaktorer. Det er knyttet stor usikkerhet til utvikling i både kraft-, petroleum- og gasspriser gitt urolighetene i Europa og tilhørende energiknapphet. De nærmeste årene forventes det at hydrogen produsert i Norge vil være mindre konkurransedyktig med fossile brennstoff på grunn av høye gjennomsnittspriser på kraft. Det er ventet en normalisering av prisene som konvergerer mot 40-55 øre per kWh i 2027 (Statnett, 2022). I Norge vil utbygging av ny kraft være et premiss for å kunne produsere hydrogen, da nye analyser viser kraftunderskudd allerede i 2027, som igjen vil føre til økte kraftpriser om det ikke tilføres ny produksjonskapasitet.

2.1.6 Prosjektstatus Norge

Porteføljen over norske hydrogenprosjekter under utvikling har vært raskt økende siden DNV-studien ble publisert (2019), med ulik grad av modenhet. Basert på data fra IEA og offentlig annonserte prosjekter er det etablert en oversikt over nåværende pipeline for hydrogenprosjekter i Norge. Oversikten under gir en total oversikt over produksjonsvolumer fra disse prosjektene for hydrogen fra elektrolyse og ATR med CCS, samt status for modenhet av prosjektene som inngår i de ulike totalvolumene.

Figur 2-7: Sammenligning av kostnad for hydrogen produsert fra nett i Norge og fossile brennstoff (kostnad per kWh).



⁴⁰ Kostnader estimert av SINTEF for produksjonsanlegg med kapasitet på 500 tonn hydrogen per dag. Estimert etablert via bottom-up analyse og med kostnadstall mellom anna fra

Aspen Process Analyzer og NETL (Assessment of hydrogen production with CO₂ capture. Volume 1: Baseline state-of-the-art plants. 2010.

Tabell 2-3: LCOH for grønn hydrogenproduksjon med ulike kraftkilder.

Kraftkilde	Elektrolyse-teknologi	År	LCOE / Strømpris	LCOH
Vannkraft / Kraft fra nett	T-AEL	2022	30 €/MWh	3,5 €/kg
	T-AEL	2030	50 €/MWh	3,7 €/kg
	PEM	2030	50 €/MWh	4,4 €/kg
Landbasert vind (gj.snitt: KF 0,35) ⁴³	PEM	2030	22 €/MWh	5,8 €/kg
Landbasert vind (beste lokasjon: KF 0,2) ⁴³	PEM	2030	22 €/MWh	4,5 €/kg
Bunnfast havvind Nordsjøen (30-50 m dybde)	PEM	2030	35-50 €/MWh	6,8 €/kg*
Flytende offshore vind	PEM	2021	116 €/MWh	11,3 €/kg*
	PEM	2030	67 €/MWh	7,8 €/kg*

* Tar utgangspunkt i landbasertproduksjonsanlegg, beregnet for en levetid på 30 år, standard er 20 år.

De fleste prosjekter under utvikling for hydrogenproduksjon fra elektrolyse i Norge har i dag en kapasitet på 10-100 MW. Oversikten i Tabell 2-4 viser at det er mange tidligfaseprosjekter, men få som er modnet helt til investeringsbeslutning. Basert på IEAs database og offentlig kjente prosjekter er det gjort en sammenstilling av andel produksjonskapasitet i henhold til modenhet av prosjektene. Den totale porteføljen for offentlig kjente produksjonsprosjekter for hydrogen er per mars 2023 på totalt 2,06 millioner tonn per år kombinert for grønt og blått hydrogen. Dette inkluderer produksjon av ulike hydrogenderivater som ammoniakk og metanol.

Tabell 2-4: Total produksjonskapasitet i pipeline inkludert prosjektmodenhet.

		Feasibility	Konsept	FID	I drift
	MW	2 830	3 022	78	4
Elektrolyse	1000 tonn per år	496	530	14	0,7
ATR med CCS	1000 tonn per år	360	659	0	0
TOTAL	1000 tonn per år	856	1 189	14	0,7

Kilde: IEA Database, Ocean Hyway Cluster, Greensight prosjektdatabase

2.2 Transport og lagring av hydrogen

Vi vil også i dette delkapitlet primært fokusere på lagring og transport av rent hydrogen, men vil likevel sørge for å trekke paralleller til alternative hydrogenbærere (for eksempel ammoniakk) når status for teknologi og marked for hydrogenløsningene beskrives.

For alle praktiske formål, finnes hydrogen i to relevante tilstander:

1. Komprimert hydrogen gass som er trykksatt, ofte til 200-700 bar.
2. Flytende hydrogen som er hydrogen gass som er kjølt ned til -253 grader Celsius og dermed kondenserer og går over i væskeform.

Det finnes alternative hydrogenbærere og teknologiske løsninger for storskala energilagring og distribusjon. Industrien engasjerer seg både innen ammoniakk (NH₃), flytende organiske hydrogenbærere (LOHC) og metanol⁴¹. Konvertering av hydrogen til slike mer energitette energibærere gir ytterligere energitap og økte kostnader, men kan likevel gi lavere totale kostnader for energi levert til forbruker. Aktuelle teknologier for energidistribusjon innbefatter både land-, rør- og sjøtransport. Et eksempel på hvordan kostnaden for transport av ulike hydrogenbærere varierer med avstand mellom

⁴¹ Logistikksekskapet Maersk har allerede 19 skip i bestilling som kan benytte metanol (dual fuel) som drivstoff:

<https://www.maersk.com/news/articles/2022/10/05/maersk-continues-green-transformation>

produksjons- og brukslokasjon⁴², er gjengitt i Figur 2-8. Det er viktig å understreke at volumene for slik energitransport varierer med hvilken løsning det er snakk om. Mens rørtransport typisk fordrer store volumer⁴³, vil transport av flytende hydrogenbærere med skip være avhengig av hvilken tonnasje slike skip har og antallet skip som benyttes.

Mens tilpasning og bruk av eksisterende naturgassrørledninger har den klart laveste kostnaden (mørk blå linje i figuren), vil nye rørledninger for hydrogen også være kostnadsbesparende sammenlignet med transport av ammoniakk i skip for avstander på opptil 1 600 km. Blant de flytende alternativene som figuren viser, er energitransport i form av ammoniakk med skip betydelig mer kostnadseffektivt enn LOHC og flytende hydrogen. For avstanden mellom Sørvest-Norge og det europeiske kontinentet (om lag 1 000 km), er rørledning klart det mest kostnadseffektive. Til sammenlikning er kostnaden for storskala energitransport i form av elektrisitet (for samme energimengde) i størrelsesorden 10 ganger høyere enn for hydrogen når avstanden er 1 600 km (1 000 miles)⁴⁴. Rørtransport av hydrogen er dog om lag 70 prosent dyrere enn rørtransport av naturgass.

Vi vil i de kommende delkapitlene i denne utredningen begrense oss til å omtale transport av hydrogen på land, sjø og i rørledninger. Det er viktig å understreke

at transport av en energibærer skiller seg i betydelig grad fra bruk av denne for fremdrift av kjøre- og fartøyer. Dette gjelder både teknisk (størrelse og antall tanker) og regulatorisk rammeverk. Bruk av hydrogen og hydrogenbærere for fremdrift av kjøre- og fartøyer er omtalt i delkapittel 2.3.

Både komprimert hydrogen og flytende hydrogen er aktuelle for land- og sjøtransport, mens man for rørtransport i det alt vesentligste transporterer hydrogen i gassform. Det er flere faktorer som avgjør hvordan hydrogen transporteres kostnadseffektivt. De to viktigste faktorene for valg av transportform er volum og avstand⁴⁵, som vist i Figur 2-Figur 2-8.

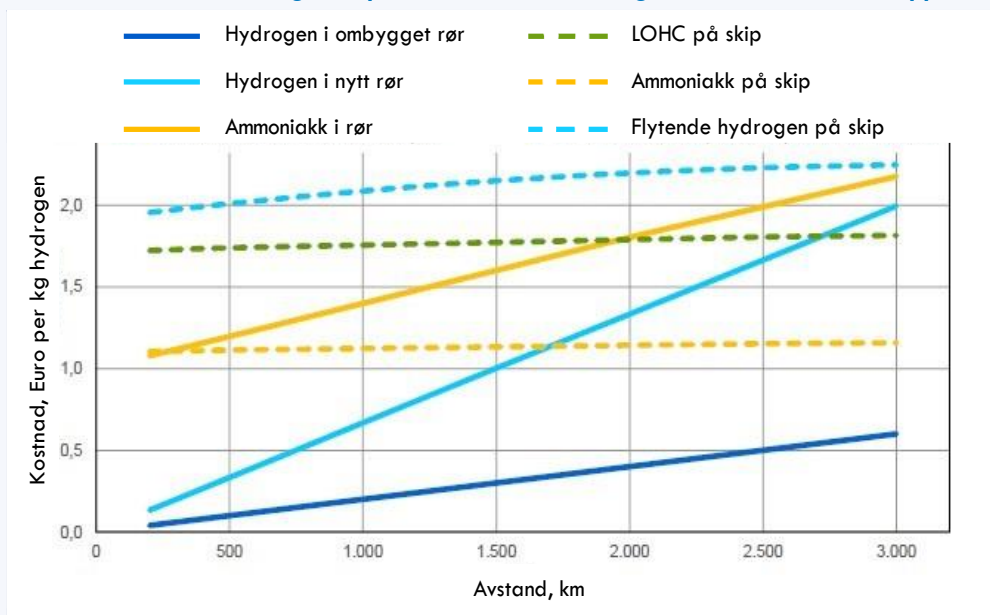
I tillegg har eventuelt behov for mellomlagring og tilgjengelighet av areal innvirkning på totalkostnadene.

Ved transport av hydrogen i gassform finnes det i hovedsak tre hovedkategorier:

- Enkeltstående sylindertanker,
- Tankmoduler, ofte sammensatt i container (*Multiple element gas containers - MEGCs*)
- Rørtransport.

Det er for en del verdikjeder behov for å lagre hydrogen. I denne utredningen har vi valgt å omtale lagring knyttet til land- og sjøtransport på både

Figur 2-8: Kostnad for storskala energitransport i form av ulike energibærere for avstander opptil 3000 km⁴²



Note: Kostnad for konvertering fra hydrogen til den respektive energibæreren er medregnet. For LOHC (Flytende organiske hydrogenbærere) er rekonvertering tilbake til hydrogen også medregnet, da LOHC ikke kan benyttes direkte i sluttbruk.

⁴² <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Wasserstoff-und-wasserstoffbasierte-Brennstoffe.pdf>

⁴³ I studien som DENA/Gassco nå utfører for industrien, er kapasitet på rørledningen på 4 millioner tonn H₂ per år.

⁴⁴ Cost of long-distance energy transmission by different carriers, DanielDeSantis et al. (2021),

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589004221014668>, <https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.103495>

⁴⁵ Yang and Ogden (2007), <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2006.05.009>

produksjon- og forbrukerlokasjon, samt at vi gir en kort beskrivelse av storskala underjordisk lagring. For hvert delkapittel nedenfor beskriver vi alternative teknologier og deres modenhet, kostnader, CO₂-utslipp og energibruk/virkningsgrader.

2.2.1 Landtransport av hydrogen

Landtransport omfatter transport av hydrogen på vei og jernbane. For dette segmentet er det relevant å transportere både komprimert hydrogen og flytende hydrogen.

Teknologi

Komprimert hydrogen blir vanligvis lagret og/eller transportert i sylinderformede tanker som er designet for ønsket trykk, i form av fastmonterte tanker eller flyttbare systemer. For lave trykk (opptil 250 bar) benyttes sylindere i stål, mens for høyere trykk er kompositt eller en kombinasjon av metalliske og plastmaterialer det som dominerer. De fire hovedtypene for trykksatte sylindere er vist i Figur 2-10.

Komposittmaterialer blir brukt i økende grad, da dette reduserer vekten med inntil 70 prosent sammenlignet med ståltanker.⁴⁶ Det er viktig å merke seg at selv ved bruk av kompositt utgjør det komprimerte hydrogenet kun 3-5 vektprosent av den totale vekten på transportmodulen. Flere gassylindere kan settes sammen til større lagringssystem, og for stasjonære lagringssystem brukes det i større grad store lagringstanker.

For transport av komprimert hydrogen på vei og jernbane er det containerbaserte, flyttbare lagringsmoduler med fastmonterte gassylindre som er mest aktuelt. Containerbaserte løsninger for veitransport av komprimert hydrogen benyttes allerede. Det eksisterer i dag flere norske leverandører av containerbaserte lagring- og transportsystem med lagringskapasitet opp til ca. 800 kg hydrogen ved 350 bar trykk i en standard 40 fots container.⁴⁷ For et anlegg med 8 tonn produksjon per dag tilsvarer dette 10 lastebiler daglig for å transportere hydrogenet til forbruker. Ifølge Bane NOR⁴⁸ kan et godstog erstatte inntil 30 trailere, det vil si det kan transportere inntil 24 tonn hydrogen daglig.

Teknologiene over er kommersielt tilgjengelige i markedet i dag, tilsvarende TRL 9⁴⁹, og det er stor

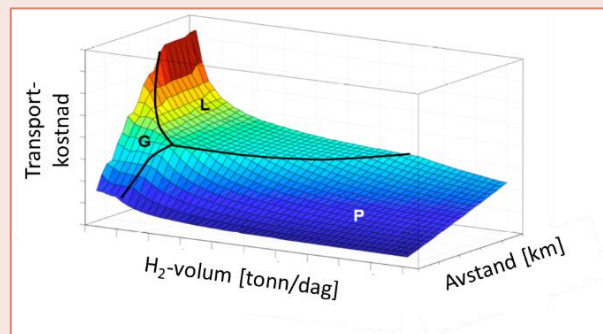
⁴⁶ <https://www.uac.no/technology/>.

⁴⁷ https://d2fgr6wj5wario.cloudfront.net/wp-content/uploads/2018/09/24123346/The-future-is-LIGHTER_UAC-brochure.pdf

⁴⁸ <https://www.banenor.no/Nyheter/Nyhetsarkiv/2022/sterk-vekst-i-godstrafikken-pa-bane-i-2021/>

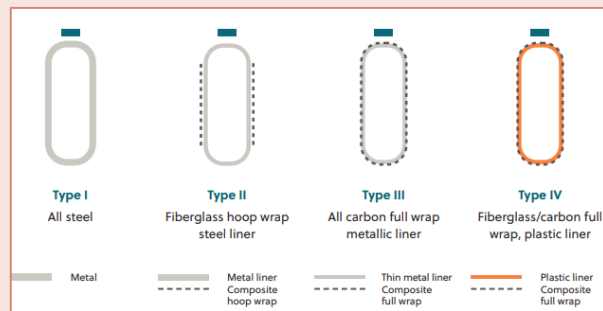
⁴⁹ <https://www.innovasjon Norge.no/no/tjenester/innovasjon-og-utvikling/finansiering-for-innovasjon-og-utvikling/finansiering-av-innovasjonsprosjekt/technology-readiness-level-trl/>

Figur 2-9: Kvalitativ illustrasjon av hvordan kostnadene forbundet med transport av hydrogen i gassform (G), som flytende (L) og i rørledninger (P) avhenger av volumet som skal transporteres og avstanden.



Kilde: Basert på Yang & Ogden (2007)⁴⁵, uten akseverdier (SINTEF)

Figur 2-10: Alternative teknologier for trykktanker for transport av hydrogen



Kilde: Hexagon Purus

etterspørsel i Europa etter tankmoduler. Etterspørselen forventes å vokse også i Norge, ettersom flere hydrogenprosjekter nærmer seg realisering.

En tankmodul som kan transportere ca. 800 kg ved 350 bar trykk har en estimert kostnad på 300 000 – 500 000 USD.⁵⁰ Materialkostnadene dominerer tankkostnaden, og materialkostnadene har økt de siste årene. Skalafordeler i produksjon av tanker er beskjedne, da de fleste produksjonslinjene allerede er automatiserte. Dette fordrer effektiv utnyttelse av materialer innenfor de krav gjeldende regelverk angir for å ivareta sikkerheten. I tillegg stilles det strengere krav gjennom ESG-rapportering og åpenhetsloven⁵¹ som kan være med på å drive kostnadene opp. Leverandører jobber aktivt med å utvikle og

utvikling/finansiering-av-innovasjonsprosjekt/technology-readiness-level-trl/

⁵⁰ https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/review20/st100_houchins_2020_o.pdf

⁵¹ Lov om virksomhetens åpenhet og arbeid med grunnleggende menneskerettigheter og anstendige arbeidsforhold (åpenhetsloven), <https://lovdata.no/dokument/NL/lov/2021-06-18-99>

alternative materialer og nye produksjonsmetoder for å redusere kostnader. Resirkulering, gjenbruk og mer effektiv utnyttelse av ressurser i et livssyklusperspektiv er også høyst aktuelle problemstillinger ikke minst i FoU-prosjekter.

For flytende hydrogen kreves det isolerte kryogene⁵² tanker og bunkringsløsninger (rør og slanger) for transport og lagring. I likhet med komprimert hydrogen, kan flytende hydrogen transporteres i tank på bil. Lavt trykk gjør at man kan benytte større enkelttanker for flytende hydrogen enn for komprimert hydrogen. Den adskillig høyere energitettheten for flytende hydrogen muliggjør transport av større energimengder. Et eksempel på dette er MF Hydras leveranse fra Tyskland, hvor flytende hydrogen transporteres i en vanlig størrelse tankbil med kapasitet på 3,2 tonn hydrogen. Dette er fire ganger så mye som i en standard 40 fots container med kapasitet på ca. 880 kg komprimert hydrogen. Det pågår kontinuerlig utvikling av transportløsninger for komprimert hydrogen, og en forventer at ved høyere lagringstrykk vil en kunne transportere ca. 1 000 kg per container. For transport av hydrogen med lastebil kan en se sammenligningen mellom de ulike hydrogenbærerne opp mot diesel i Figur 2-11. Som det fremgår er det store forskjeller, både mellom de ulike hydrogenbærerne og mellom diesel og hydrogenbærerne. Disse forskjellen slår direkte ut i transportkostnadene.

Kostnader og CO₂-utslipp

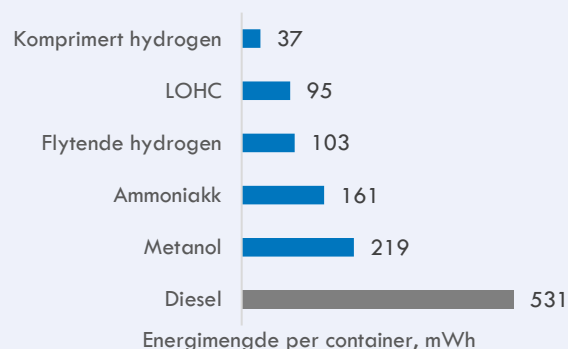
Kostnader for veitransport av komprimert hydrogen er vist i Figur 2-12, forutsatt en dieselpriis på 18 kroner per liter.⁵³ Den totale hydrogenkostnaden for kjøper risikerer å nå et nivå som ikke er konkurransedyktig dersom avstanden blir for stor. Dersom man antar en kostnad for å produsere grønt hydrogen på 30 kroner per kg, ser vi at transportkostnaden ved en transport på 240 kilometer langs vei⁵⁴ vil tilsvare mer enn halvparten av produksjonskostnaden. Dette er et argument for flere mindre distribuerte produksjonssteder med nærhet til forbruker, dersom hydrogenet må fraktes på vei.

Utslipet relatert til lastebiltransport er direkte knyttet til forventet utslipp fra forbrenning av diesel. Transport av ammoniakk på trailer og tog er veletablert og moden teknologi, og diskuteres ikke videre her i kapitlet om landtransport.

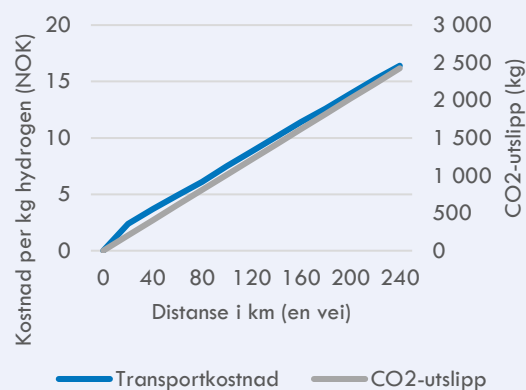
2.2.2 Sjøtransport av hydrogen

Sjøtransport inkluderer all frakt av hydrogen på sjø. For sjøtransport er det relevant å se på både

Figur 2-11: Sammenlikning av energimengde transportert i form av ulike hydrogenbærere og diesel



Figur 2-12: Kostnad og CO₂-utslipp ved veitransport av komprimert hydrogen (350 bar)



Note: Beregnet ved 350 bar hydrogentrykk for dieseldrevne lastebiler med gjennomsnittsfart 60 km/h, 1 time for lasting/avlasting, ekskl. bom/avgifter. Lastebilens utslipp er satt til 2,66 kg CO₂ / liter diesel.

komprimert hydrogen og flytende hydrogen, så vel som andre hydrogenbærere.

I likhet med landtransport kan en også for sjøtransport ta i bruk containerbaserte løsninger eller ha større tanker om bord. Skip vil naturlig nok kunne transportere adskillig større mengder hydrogen enn lastebiler, men de er avhengige av både kystnær produksjon og forbruk for å unngå land- eller rørtransport i tillegg.

Komprimert hydrogen

Det eksisterer ingen skip som per i dag er bygget spesielt for frakt av komprimert hydrogen i container, men Gen2Energy er ett av flere selskap som ser på en containerbasert løsning for frakt av komprimert hydrogen til sjøs.

⁵² Oppbevaring av gass under svært lave temperaturer (-196 °C til -273.15°C) for lagring i flytende form uten særlig trykk

⁵³ <https://www.circlek.no/bedrift/drivstoff/drivstoffpriser> 15.02.2023

⁵⁴ 240 kilometer tilsvarer avstanden fra Oslo til Ringeby

Det finnes heller ingen spesialdesignede tankskip for transport av komprimert hydrogen, men det australske selskapet Provaris, utvikler skipsdesign for transport av komprimert hydrogen i store tanker på skip (250 bar trykk). Designet skal ha en kapasitet opp til 2 000 tonn og fikk godkjenning av designkonsept (Approval in Principle) i desember 2022.⁵⁵ I første omgang planlegges pilotskipet H2Neo med kapasitet på 430 tonn komprimert hydrogen.

På grunn av lavere volumetrisk energitetthet er transport av hydrogen i komprimert form ha større volum og dermed større plassbehov enn frakt av flytende hydrogen eller ammoniakk. I tillegg kreves laste- og lossesystemer og/eller bunkringsløsninger på land som muliggjør hurtig overføring av hydrogen til skipet. Spesielt med fastmonterte tanker krever dette flere tilkoblinger og kompressorsystemer med kjøling for å opprettholde tilstrekkelig overføringshastighet. Per dags dato har Hyon designet bunkringsløsninger for skip med størst kapasitet for bunkring av komprimert hydrogen, med et mål om bunkringsrate på 50 kg per minutt. For Provaris sitt konsept H2Neo er det prosjektert for maksimal lastehastighet på 50 tonn/time. Denne avtar etter hvert som differansetrykket synker og total varighet på fylling av 430 tonn hydrogen ved 250 bar tar omtrent 18 timer.

Flytende hydrogen

For sjøtransport av flytende hydrogen må det i hovedsak brukes spesialdesignede skip. I likhet med LNG vil det være behov for skip som kan transportere store volum ved riktig temperatur for å redusere kostnadene. Grunnet den store vektforskjellen mellom LNG og flytende hydrogen⁵⁶ vil man ikke kunne bruke tilsvarende løsning med ballastvann⁵⁷ etter levering.

Verdens første kommersielle hydrogentanker for flytende hydrogen, Suiso Frontier er et skip utviklet av Kawasaki Heavy Industries. Skipet har kapasitet til å transportere 85 tonn hydrogen og hadde sin første seilas mellom Japan og Australia vinteren 2021/2022.

C-Job utvikler for øyeblikket et skipsdesign⁵⁸ for frakt av flytende hydrogen, hvor en kombinerer et trapesformet skrogdesign med tre lagringstanker hvor det ikke er behov for ballast ved seilas uten hydrogen ombord (retur med tomme tanker). Skipet skal ha en tankkapasitet på 3 ganger 12 500m³, og vil dermed kunne frakte opp til 2 650 tonn flytende hydrogen per tur.

⁵⁵ (<https://hydrogen-central.com/provaris-energy-obtains-world-first-design-approval-compressed-hydrogen-carrier-from-abs/>)

⁵⁶ Flytende hydrogen har mye lavere vekt per volum i forhold til LNG.

Figur 2-13: Flytende hydrogen tanker Suiso Frontier



Kilde: HESC. Bilde brukt etter avtale med Kawasaki Heavy Industries

Figur 2-14: C-Jobs skipsdesign for flytende hydrogen



Kilde: Bilde brukt etter avtale med C-Job

Figur 2-15: Moss Maritimes skipsdesign for flytende hydrogen.



Kilde: Bilde brukt etter avtale med Moss Maritime

Det er store kostnader forbundet med utvikling av nye skipsdesign tilpasset transport av flytende hydrogen. En forventer at videre utvikling vil komme etter hvert som markedet øker. I Norge utviklet Moss Maritime et konsept for transport av flytende hydrogen i samarbeid med Wilhelmsen, DNV GL og Equinor, men det er ukjent om og når konseptet kan kommersialiseres.

En av utfordringene i forbindelse med sjøtransport av hydrogen er relatert til bunkring/lasting. For å unngå uønskede hendelser er det behov for sikkert utstyr og klare prosedyrer for blant annet purging og

⁵⁷ Ballastvann er sjøvann man fyller på egne tanker på skip for å sikre flytestabilitet når drivstoffet (f.eks. LNG) forbrukes.

⁵⁸ C-job, <https://c-job.com/new-class-of-hydrogen-ship-design-will-revolutionize-renewables-market/>

ventilering av gass i forbindelse med bunkring og laste-/losseoperasjoner.

En utfordring spesielt for flytende hydrogen er boil-off⁵⁹ som kan føre til trykkoppbygning under transport. Kryogene tanker har lave designtrykk, og eventuell boil-off fra flytende hydrogen må derfor ventileres på en trygg måte uten fare for antenning. Boil-off kan derimot brukes aktivt til operasjonelle formål, som lasting for å bygge opp trykk i tanken eller direkte forbruk om bord.⁶⁰

Ammoniakk

I tillegg til flytende hydrogen og komprimert hydrogen kan en også frakte hydrogenet som ammoniakk. For å frakte ammoniakk kan en kjøle mediet ned til flytende tilstand ved -33°C. Teknologien for frakt av ammoniakk er velkjent, og det finnes et definert regelverk for lagring og transport⁶¹.

Fordelen med å transportere ammoniakk på skip fremfor komprimert hydrogen og flytende hydrogen er den høye volumetriske energitetthet, som muliggjør frakt av omtrent dobbelt så mye energi ved samme volum sammenlignet med flytende hydrogen, og nesten seks ganger så mye energi som komprimert hydrogen (350 bar).

Ulempen med å frakte hydrogen som ammoniakk er at prosessen for å gå fra hydrogen til ammoniakk og tilbake til hydrogen er energikrevende. Det medgår 0,08 – 0,33 MWh energi per tonn ammoniakk for en elektrisk Haber-Bosch ammoniakksyntese og når man legger til kompresjon krever prosessen 0,33-0,75 MWh per tonn ammoniakk. Tallet varierer avhengig av trykk, effekt og design av produksjonsanlegget. Når ammoniakk skal «crackes» tilbake til hydrogen og nitrogen er det begrenset med erfaringstall, men 14,4 MWh energi per tonn hydrogen er nevnt for storskala ammoniakk-cracking⁶². Dette medfører opp mot en dobling i energiforbruk sammenlignet ved direkte bruk av hydrogen fra elektrolyse og er oppsummert i Tabell 2-5. Det må merkes at energiforbruket er estimat og at det er spesielt usikkerhet rundt cracking-prosessen.

Tabell 2-5: Energi ved produksjon av hydrogenprodukt

Prosess	Energiforbruk
$H_2O \rightarrow H_2$	48-56 MWh/tH ₂
$H_2O \rightarrow H_2 \rightarrow NH_3^*$	49,8-60,2 MWh/tH ₂
$NH_3 \rightarrow H_2$	14,4 MWh/tH ₂
$H_2 \rightarrow NH_3^* \rightarrow H_2$	16,3-18,6 MWh/tH ₂
$H_2O \rightarrow H_2 \rightarrow NH_3 \rightarrow H_2$	64,2-74,6 MWh/tH ₂

Note: *inkludert kompresjon Til info: 1GJ = 0,27778MWh 1t NH₃ inneholder ca. 178kgH₂ + 822kgN₂

LOHC (Flytende organiske hydrogenbærere)

For flytende, organiske hydrogenbærere (LOHC), som er stabile under normal temperatur og trykk er det ingen spesielle hensyn ved frakt på skip, og tanker brukt for blant annet diesel kan brukes. Ulempen med LOHC, i likhet med ammoniakk, er tilleggsprosessen med hydrogenering og dehydrogenering. Dehydrogenering er spesielt en energikrevende prosess som krever høy varme (150-400°C) og kan medføre urenheter i hydrogenet, spesielt etter et høyt antall sykluser. Spesialbygde dehydrogeneringsreaktorer frigjør hydrogenet ved tilførsel av 11 kWh varme per kg hydrogen ved 250-300 °C⁶³, og leverer med en renhet på 99,9 prosent. Dette er lavere enn PEM renhet, men tilstrekkelig for bruk i forbrenningsprosesser eller SOEC brenselceller.

Kostnader

Prosessen ved omforming til ammoniakk og LOHC medfører også økte CAPEX og OPEX kostnader. Det er begrenset med litteratur for kostnadsestimat ved videre prosessering av hydrogen, men bakgrunnstallene fra JRC-rapporten for vurdering av transport av grønt hydrogen i Europa⁶⁴ viser store forskjeller mellom LOHC og ammoniakk, samt tydelige besparelser i CAPEX ved storskala produksjon. Tabell 2-6 viser en oversikt over de kostnadsestimatene som er brukt for en årlig kapasitet på 24 624 tonn ammoniakk per dag (~4 400 tonn hydrogen per dag) og 2 736 tonn hydrogen per dag. Selv om produksjonsvolumet er ca. dobbelt så høyt for ammoniakproduksjonen sammenlignet med LOHC er CAPEX hele 3,6 ganger større, noe som kan peke på at ammoniakk som hydrogenbærer medfører betydelig mer kostnad sammenlignet med LOHC. I tillegg estimeres det at OPEX-kostnadene er dobbelt så store for ammoniakk sammenlignet med LOHC. Det er fremdeles behov for bedre kostnadsestimat for å

⁵⁹ Boil-off er gass som fordampes fra væsken i tanker.

⁶⁰ JRC Publications Repository - Assessment of hydrogen delivery options (europa.eu)

⁶¹ <https://www.dsb.no/lover/farlige-stoffer/farlige-stoffer/veiledning-til-forskriftene/temaveiledning-om-bruk-av-farlige-stoff-del-2/#ammoniak-i-landbruket-halmluting>

⁶² <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130442>

⁶³ <https://hydrogenious.net/what/#release-plants>

⁶⁴ <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130442>

kunne gjøre en fullstendig sammenligning av de to hydrogenbærerne.

Tabell 2-6: Kostnadsoversikt for Ammoniakk og LOHC

Prosess	Kostnad	Millioner Euro
LOHC	Capex	280
Hydrogenering 1000 ktH ₂ /år	Opex (årlig)	1,5%
LOHC	CAPEX	669
dehydrogenering 1000 ktH ₂ /år	OPEX (årlig)	1,5%
Ammoniakk syntese 24624 tNH ₃ /dag (~1600 ktH ₂ /år)	Capex	2373
	OPEX (årlig)	3%
Ammoniakk Cracking 24624 tNH ₃ /dag (~1600 ktH ₂ /år)	CAPEX	1100
	OPEX (årlig)	3%

2.2.3 Rørledninger

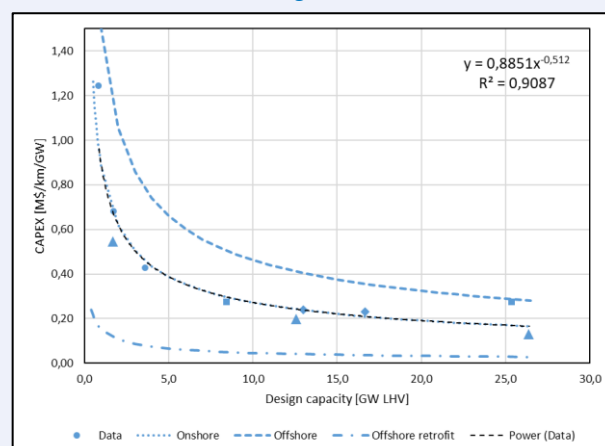
I motsetning til hva som er tilfelle for landtransport og transport med skip, er rørtransport kun aktuelt dersom hydrogenet er i gassform, altså ikke for flytende hydrogen. Transport av hydrogen i rør er i hovedsak relevant ved større volumer og mellomlange distanser, hvor det vil være mer kostnadseffektivt å etablere en fast infrastruktur for transport fremfor å bruke land- og sjøtransport. Eksempler på dette kan være transport mellom land eller til fabrikker med et stabilt forbruk og lang forventet levetid, og dermed lang horisont for nedbetaling av investeringen, som vil kunne være betydelig.

Transport skjer gjennom fastmonterte rør som transporterer hydrogengassen fra produksjon til forbruker, eventuelt fra eller til en terminal, med landtransport eller skipstransport fra eller til terminalen. Rørene kan ligge på bakkenivå, under bakken eller på havbunnen. I tillegg til transport av hydrogengass alene kan det transporteres en blanding av hydrogengass og naturgass i rør.

⁶⁵ <https://www.dnv.com/article/transportation-of-hydrogen-gas-in-offshore-pipelines-h2pipe-213006>

⁶⁶ DNV (2019) viser til at rørmaterialet som brukes i undersjøiske rørledninger på norsk sokkel er høyfast stål (f.eks API 5L X65 og X70) med høy trykk-kapasitet (ca 150

Figur 2-16: Estimerte investeringskostnader for rørinfrastruktur onshore og offshore



En av utfordringene knyttet til rørtransport er kostnad ved etablering av nye rørlinjer. I tillegg er materialvalg, knyttet til blant annet hydrogensprøhet og hydrogeninduserte brudd, utfordrende, og dette kan være begrensende for muligheten til å ta i bruk eksisterende rør-infrastruktur for naturgass.

Som omtalt i DNVs rapport "Produksjon og bruk av hydrogen i Norge" fra 2019 eksporteres naturgass fra norsk sokkel i dag gjennom et rørledningssystem med Gassco som operatør. Rapporten påpeker at det vil være behov for oppdatering av eksisterende designstandarder (DNV-ST-F101) for en eventuell konvertering av eksisterende rørledninger for transport av rent hydrogen eller hydrogen tilsatt naturgass. Dette arbeidet er i nå gang. DNV leder industriprosjektet H₂Pipe med et konsortium bestående blant annet av Gassco, samt nasjonale og internasjonale energiselskaper og deres underleverandører, som har som mål å munne ut i en oppdatering av denne standarden i 2025.⁶⁵

Stål som brukes til undersjøiske gassrørledninger på norsk sokkel har noe høyere fasthet enn det som er vanlig i gassrørledninger på land.⁶⁶ Den høyere fastheten gjør rørledningene mer utsatt for såkalt hydrogensprøhet, grunnet opptak av atomært hydrogen. Dette vil kunne redusere stålets motstand mot brudd og utmatting. Det pågående SINTEF ledede prosjektet "Safe pipelines for hydrogen transport" (HyLINE) og forskningsinfrastruktur for materialforskning for transport av hydrogen (SMART-H), som skal stå klar i 2023, vil benyttes til å studere

bar). Landbaserte rørledningsnett i Europa opereres ved betydelig lavere dritstrykk og typisk brukes det stålqualiteter med lavere fasthet (f.eks API 5L A, B, X42 og X70) som ikke er utsatt for hydrogen forsprøing ved driftstrykk på 40 – 100 bar.

hvordan hydrogen påvirker materialer til rørlednings-transport både til lands og til vanns, som vil bidra til en trygg bruk av eksisterende rørledninger til eksport av hydrogen.

Kostnader

Investerings- og driftskostnadene ved rørtransport av hydrogen avhenger av rør-nettverkets utforming (diameter, lengde og trykk, terreng, over/under bakken, offshore). Kostnaden vil derfor være spesifikk for hver infrastruktur. Figur 2-16 viser investeringskostnader gjengitt i åpen litteratur som kan gi en indikasjon på hvordan kostnaden varierer med rørlengde og kapasitet (diameter og trykk). Kostnadene er hentet fra IEA (2019)⁶⁷, Sunny et al. (2020)⁶⁸, Danish Energy Agency (2021)⁶⁹, Papadias et al. (2021)⁷⁰ og European Hydrogen Backbone. (EBH, 2020 og 2022). BH (2022) estimerer kostnaden av offshore rørledninger til å være 1,7 ganger større enn kostnad for rørledninger på land (onshore). Videre anslås det at gjenbruk av rør vil gi en kostnad på om lag 10 prosent av den for nye rør.

Det finnes allerede flere hydrogenrørledninger i Europa. Initiativer er tatt de siste årene for massiv utvidelse av det Europeiske hydrogennettverket til 6 800 km i 2030 og 23 000 km i 2040⁷¹. Mens Norge i den første fasen ikke var inkludert i de europeiske studiene for fremtidig import av hydrogen til Europa, er korridoren fra Norskehavet nå inkludert som én av fem alternativer (se Figur 2-17)

Det ble i desember 2022 lansert flere detaljer om hvordan seks aktører nå har inngått et samarbeid om å utvikle den Nordiske/Baltiske Hydrogenkorridoren⁷². Gassco gjennomfører nå på oppdrag fra OED (i samarbeid med tyske DENA) en utredning av eksport av hydrogen fra Norge til Tyskland på vegne av 12 industriaktører. Utredningen tar utgangspunkt i industriaktørenes planer og evaluerer mulige scenarier og forretningsmuligheter. Utredningen omfatter både grønt og blått hydrogen. Blått hydrogen er en "enabler" for rørtransport fra Norge til Europa, gitt volumene denne transportformen fordrer.

Etter hvert som utbredelsen for produksjon og bruk av hydrogen øker, vil lokale nettverk for hydrogen bli mer aktuelle, spesielt i industriparker og logistikk-knutepunkter.

2.2.4 Lagring

Hydrogen kan lagres over lengre tid i tanker, rør og undergrunnsformasjoner. Storskala, underjordisk lagring av hydrogen i saltkaverner har vært brukt av industrien over en årrekke (for eksempel i Teeside, UK). Rørledninger knytter sammen slike lagrings-lokasjoner i Benelux-regionen. Den kjemiske industrien i Europa har lang erfaring med lagring av store mengder naturgass i porøse geologiske formasjoner og naturlige kaverner. Industriselskapet Linde har driftet en kaverne for lagring av høyrent hydrogen i 15 år⁷³.

Lagring og transport av rent hydrogen og hydrogen i form av innblanding i eksisterende naturgasslager og -rørledninger har fått økende aktualitet i Europa de siste årene. Initiativer for utvikling av et rørledningsnettverk i Europa er beskrevet i delkapitlet ovenfor. Lagringskapasiteten i røret vil kunne justeres innenfor et gitt trykkintervall, slik at man kan dekke variasjoner i produksjonen i tillegg til transport av hydrogen til sluttbruker. Et 40 tomers rør vil kunne lagre 1000 tonn hydrogen per 100 m rør ved 150 bar.

Lagring av mindre mengder hydrogen blir som oftest gjort i egnede tanker og moduler. Dette er gjerne knyttet til mellomlagring fra produksjon til transport og videre til endelig forbruk.

Kostnadene er knyttet til lagring av hydrogen er lagringsinnretning (tank, rør, kaverner), arealbehov og tapt/utsatt inntekt fra produksjon til forbruk og tilbake til produksjon. Kostnadene for lagring er også en funksjon av tiden hydrogenet skal lagres. Dette påvirker både utsatt inntjening og for eksempel hvor mange tankmoduler som må være i omloop.

For et hydrogenproduksjonsanlegg som belager seg på produksjon, transport og lagring i containerbaserte modulløsninger vil antall containere avhenge av produksjonsvolum, behov for buffer, transport-avstander og grad av varierende avtak. For å kunne ivareta leveransesikkerhet ved et variert eller usikkert avtak kan det være nødvendig med en mangedobling av behovet for containere til lagring. Som nevnt over er den kommersielle kostnaden for tankmoduler i området 350-500 euro per kg hydrogen. Dette medfører en betydelig kostnad for produsenten

⁶⁷ The Future of Hydrogen (International Energy Agency 2019), sirkler

⁶⁸ What is needed to deliver carbon-neutral heat using hydrogen and CCS? (Sunny, Dowell, and Shah 2020), trekanter

⁶⁹ Technology Data from the Danish Energy Agency (2021), firkanter

⁷⁰ Hydrogen carriers: Production, transmission, decomposition, and storage (Dionissios D. Papadias, Peng, and Ahluwalia 2021), rombe (EHB også indikert som rombe)

⁷¹ Kilde: European Hydrogen Backbone - HOW A DEDICATED HYDROGEN INFRASTRUCTURE CAN BE CREATED, 2020

⁷² <https://fuelcellworks.com/news/from-vision-to-action-six-partners-have-signed-a-cooperation-agreement-to-develop-nordic-baltic-hydrogen-corridor/>

⁷³ https://www.lindehydrogen.com/-/media/corporate/linde-hydrogen/files/brochures_downloads/expert-insights-2022-hydrogen-supply-in-caverns.pdf

dersom behovet for mellomlagring ikke begrenses, noe som igjen kan medføre økt pris for hydrogen til kunde.

Som et forenklet eksempel kan en se for seg et hydrogenanlegg som produserer 1 000 kg per dag. Hydrogenet transporteres til en forbruker som har et jevnt avtak på 1 000 kg per dag. Ved transport på en container som har kapasitet til 1 000 kg per container kan en transportere 1 000 kg per dag og optimalisere containerbehovet til 3 stykk (se regneeksempel).

Dersom en derimot skal kunne håndtere variabel produksjon, variabelt avtak, begrenset lagringsareal på produksjonstomt eller transportflaskehalser, må en inkludere behov for buffer, mellomlagring av fulle containere i påvente av avtak og mellomlagring av tomme containere i påvente av plass på produksjonstomt og eventuelle begrensninger i transportkapasitet. For eksempelet over vil dette medføre minimum 7 containere ved et gjennomsnittlig avtak på 1 000 kg per dag, altså mer enn en dobling av antall containere.

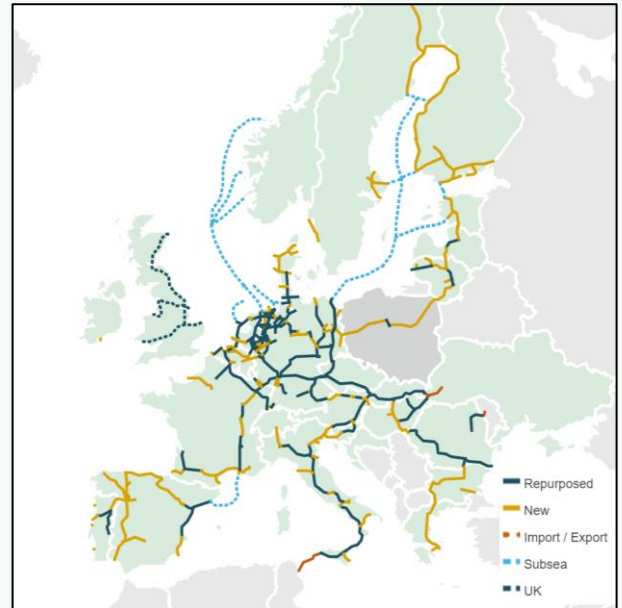
For et usikkert hydrogenmarked kan en se for seg at økte investeringskostnader knyttet til lagringsbehovet og variabilitet i produksjon og avtak kan bli avgjørende faktorer for om et prosjekt blir økonomisk lønnsomt. Dette kan illustreres med følgende regneeksempel øverst på neste side.

2.2.5 Sikkerhet, regelverk og standardisering

For å sikre en kostnadseffektiv og sikker verdikjede for hydrogen er man avhengig av et tydelig, forutsigbart regelverk som legger til rette for standardisering. Siden hydrogen skal håndteres gjennom flere ledd i verdikjeden og brukes i ulike forbruksområder er det et tydelig behov for harmonisering på tvers av disse regelverkene for å unngå motstridende krav eller for stor grad av konservativisme i vurderinger. Ved bruk av lokale regelverk risikerer en også manglende harmonisering mot resten av EU og verden, noe som kan medføre utfordringer dersom hydrogenet skal fraktes over landegrenser.

Komitéen «ISO/TC 197 – Hydrogen Technologies», jobber med standardisering innen produksjon, lagring, transport, måling og bruk av hydrogen (ISO - ISO/TC 197 - Hydrogen technologies). Fra dette arbeidet er det etablert 18 publiserte standarder og 23 er under utvikling. ISOTR15916 «Basis considerations for the safety of hydrogen systems» gir en god oversikt over viktige sikkerhetshensyn relatert til hydrogen. Merk at sistnevnte er en teknisk rapport, og er derfor informativ, ikke normativ.

Figur 2-17: Utvikling av hydrogenrørledninger i Europa i 2030 (European Hydrogen Backbone, 2023).



Figur 2-18: Den Nordiske/Baltiske Hydrogen korridoren⁸².



Lagringskostnad ved bruk av containere

Antagelser:

1 container = 4 500 000NOK, Levetid = 25 år

- Ser bort fra renter
- Produksjonskostnad hydrogen: 40NOK/kgH₂

Case 1: 3 Containere, 1000kgH₂/dag

$$\text{Capex (Container)} = 3 \times 4,5\text{MNOK} = 13,5\text{MNOK}$$

$$\text{Lagringskostnad} = 13,5\text{MNOK} \div (365\text{dager} \times 25\text{år} \times 1000\text{kg}) = 1,47\text{kr/kgH}_2$$

$$\text{Andel lagringskostnad} = \frac{1,47\text{NOK}}{\text{kgH}_2} \div \frac{40\text{NOK}}{\text{kgH}_2} = 0,037 = 3,7\%$$

Case 2: 7 Containere, 1000kgH₂/dag

$$\text{Capex (Container)} = 7 \times 4,5\text{MNOK} = 31,5\text{MNOK}$$

$$\text{Lagringskostnad} = 31,5\text{MNOK} \div (365\text{dager} \times 25\text{år} \times 1000\text{kg}) = 3,45\text{kr/kgH}_2$$

$$\text{Andel lagringskostnad} = \frac{3,45\text{NOK}}{\text{kgH}_2} \div \frac{40\text{NOK}}{\text{kgH}_2} = 0,086 = 8,6\%$$

Konklusjon: Andelen av totalpris til kunden knyttet til lagringskostnader mer enn doubles etter hvert som antall containere går fra 3 til 7.

I tillegg til ISO-standarder er det ulike nasjonale regelverk og lover som regulerer produksjon, transport, lagring og bruk av hydrogen. Det er direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) som er fagmyndighet for brannfarlig, reaksjonsfarlig, trykksatt og eksplosjonsfarlig stoff, herunder hydrogen. DSB er også fagmyndighet for transport av farlig gods som hydrogen. Forskriften om håndtering av farlig stoff som regulerer produksjon og lagring av hydrogen i Norge. Blant annet krever lagring av hydrogen over 5 tonn samtykke fra DSB i henhold til storulykkeforeskriften og virksomheter som skal bunkre passasjerskip med hydrogen er også underlagt krav om samtykke. Dette innebærer at DSB må samtykke i bunkringsaktiviteter før de gjennomføres i havn (Brev (dsb.no)).

For lagring av hydrogen innebærer DSBs tolkning at man må ha samtykke i henhold til storulykeforskriften også for oppbevaring av tomme lagringscontainere/-tanker som kan romme opptil 5 tonn hydrogen, uavhengig om dette er midlertidig lagring og om det vil oppbevares fulle containere på lokasjonen. Selv om det eksisterer et regelverk for hydrogen i Norge er det fremdeles knyttet en del usikkerhet til hvordan dette regelverket skal tolkes og hvilke endringer som vil komme etter hvert som markedet modnes. For eksempel er det usikkerheter knyttet til beregning av sikkerhetssoner rundt hydrogenanlegg. Det er utarbeidet flere veiledere for slike vurderinger, men det er uenighet i fagmiljøene om hvor konservativt retningslinjene skal tolkes for store og mellomstore anlegg.⁷⁴

For transport av hydrogen på vei og jernbane gjelder forskriften om landtransport av farlig gods. ADR/RID som er det internasjonale regelverket for transport av farlig gods er en del av denne forskriften. ADR/RID oppdateres hvert annet år og nyeste versjon trer i kraft 1. januar 2023. I tillegg øker kunnskapen rundt hydrogen som er med på å danne grunnlaget for aktuelle lover og regler. Brann- og eksplosjonsrisiko for gasskjøretøy i tunneler og parkeringskjellere er et eksempel på dette hvor en forventer implementering av mitigerende tiltak basert på økt forståelse av sikkerhet rundt hydrogenrelaterte aktiviteter. I Norge er det ytret bekymringer rundt hydrogensikkerhet i tunneler for jernbane.⁷⁵ Dette er knyttet til oppsamling av hydrogen i taket på tunnelen, i kombinasjon med gnister fra kontaktledningsanlegget og togets bremses. Denne kombinasjonen av eksplosiv gass og tennekilder kan føre til en eksplosjon. Problemstillingen er under videre utredning for å kunne ta stilling til godkjenning av transport av hydrogen på bane.

Ved transport av hydrogen på maritime fartøy er det i hovedsak IMDG-kode for frakt av farlig stoff som er gjeldende for pakket hydrogen, sammen med Code of Safe Practice for Cargo Stowage (CSS) som beskriver sikring av gods om bord. For frakt av store mengder hydrogen i for eksempel containere forventer en at det vil være behov for spissing av regelverket med hensyn til stabling, sikring, ventilering, standard og containerdesign.

For tekniske løsninger knyttet til hydrogen i maritim næring finnes det ikke standardiserte løsninger. Dette skyldes delvis modenheten for teknologien og at det

⁷⁴ (retningslinjer-for-kvantitative-risikovurderinger-for-anlegg-som-handterer-farlig-stoff-2021.pdf (dsb.no))

⁷⁵ NULLFIB delmål 4(delrapport-4---hydrogen-biogass-og-biodiesel.pdf (jernbanedirektoratet.no)).

per nå dekkes av muligheten for alternativt design i ulike klasseregelverk⁷⁶. For bruk av hydrogen som drivstoff kreves spesialfartøy som må designes i henhold til IMO's egen designprosess (MSC.1_Circ. 1455). Sjøfartsdirektoratet laget i 2017 en oversikt over gjeldende regelverk for hydrogen på skip⁷⁷. Denne inkluderer IGF-koder relatert til sikkerhetsnivå, risikoanalyser, eksplosjonsanalyser og godkjenningssprosess og beskriver hvilken omfattende prosess en må igjennom for å få godkjent skipsdesign for hydrogen. I tillegg har DNV GL kommet med to håndbøker for ammoniakk og hydrogen på fartøy, men det er fremdeles behov for en fullstendig prosess for designgodkjenning⁷⁸.

For bunkring er det etablert regelverk for LFL-drivstoff (low flashpoint fuels) gjennom klasseregler. Dette eksisterer ikke for gassbaserte drivstoff som hydrogen og er en mangel i regelverket slik det står i dag.⁷⁹ Siden bunkring er en aktivitet i grensesnittet mellom sjø og land er det flere aktuelle regelverk som knyttes inn, herunder DSBs forskrift om håndtering av farlig stoff, Seveso III-direktivet og storulykkeforskriften. Dette må kombineres med IGF-koden som beskriver skipssiden av bunkring. En har mulighet til å benytte relevante standarder knyttet til fylling av landbaserte kjøretøy som grunnlag inn i standarder for bunkring av fartøy. For å sikre gode løsninger er man avhengig av samhandling på tvers av klasseelskap, industri og lovgivende aktører.

2.3 Bruk av hydrogen i Norge

I Norge produseres og forbrukes det årlig rundt 225 000 tonn hydrogen (NVE 2019⁸⁰), primært som integrerte steg i ammoniakkproduksjon på Herøya og i metanolproduksjon på Tjeldbergodden. Dette hydrogenet produseres fra naturgass uten karbonfangst og -lagring.

Anvendelsen av hydrogen i Norge begrenser seg i dag til kjemisk industri (Tjeldbergodden, Yara, Inovyn, Ineos) og noen små, enkeltstående prosjekter innen industri og transportsektoren. Hydrogen som brukes i Norge er i all hovedsak produsert i Norge, med unntak av et begrenset volum flytende hydrogen som importeres fra Tyskland og benyttet til hydrogenferga Hydra.

I den videre omtalen har vi delt relevante bruksområder for hydrogen i fire kategorier: industri,

transport, bygg og anlegg og kraftproduksjon. For hver av disse kategorien redegjør vi for dagens energibruk, bruksområder for hydrogen og teknologimodenhet. I tillegg gir vi en vurdering av forventet forbruk av hydrogen frem mot 2030 og 2050.

Hydrogen kan også benyttes til oppvarming i bygg (av bygninger og tappevann i husholdninger og tjenesteytende næring). I Norge er oppvarming i bygg i all hovedsak basert på elektrisitet og fjernvarme, og denne sektoren står for under en prosent av norske klimagassutslipp. Vi anser det som lite sannsynlig med bruk av hydrogen til oppvarming i bygg og omtaler ikke dette nærmere.

2.3.1 Industri

Energibruk i dag

Norsk fastlandsindustri hadde i 2021 et årlig forbruk av fossil energi på om lag 23 TWh (SSB, 2022) og sto for om lag en fjerdedel av norske utslipp (ca. 11,7 millioner tonn). Kjemisk industri sto for den største andelen av den fossile energibruken med om lag 40 prosent. Produksjon av ferrolegeringer og andre metaller sto for 19 prosent, mens mineralisk industri og næringsmiddelindustrien sto for henholdsvis 12 og 6 prosent.⁸¹

Omlegging fra bruk av fossile energikilder og karbon til hydrogen med lave eller null utslipp er et tiltak for å redusere utslippene fra industrien. Andre tiltak inkluderer direkte elektrifisering, bruk av biomasse og karbonfangst og lagring (CCS).

Bruksområder for hydrogen

Det er tre aktuelle bruksområder i industrien hvor hydrogen kan bidra til reduksjon av norske klimagassutslipp. Det er som:

- Råstoff/innsatsfaktor i kjemiske industri
- Reduksjonsmiddel i metallurgiske prosesser
- Høytemperatur varmekilde

Råstoff i kjemisk industri: Hydrogen brukes i dag som råstoff i produksjon av kjemikalier og som et ledd i produksjon av mineralgjødsel. Petrokjemi er i dag den industrisektoren med størst forbruk av hydrogen, med Tjeldbergodden som største konsument av hydrogen⁸². Bruk av hydrogen som råstoff til fremstilling av ammoniakk (Yara), samt etylen, polyetylen og vinylklorid (Ineos og Inovyn) er blant de største nye,

⁷⁶ DNV, ABS, +

⁷⁷ Regelverk for bruk av hydrogen på skip (maritimecleantech.no)

⁷⁸ (Ammonia as a Marine Fuel Safety Handbook (grontskipsfartsprogram.no) Handbook for Hydrogen-fuelled Vessels - DNV).

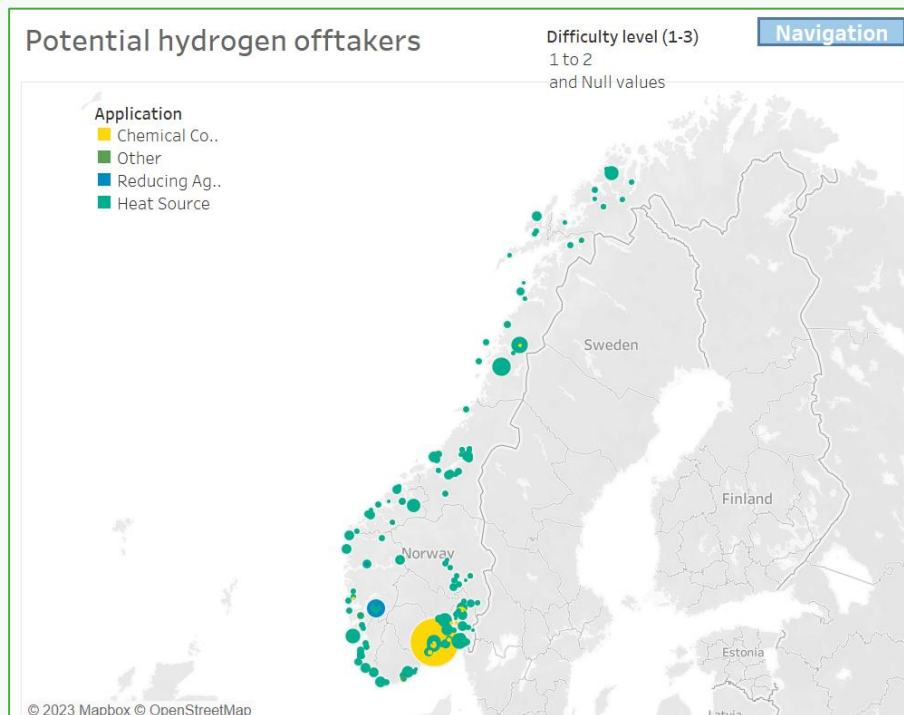
⁷⁹ https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwjj4uaMxu_8AhWKpYsKHUIaAroQFnoECACQAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.emsa.europa.eu%2Fnewsroom%2Flatest-news%2Fdownload%2F4545%2F2921%2F23.html&usq=AQvVaw0cl09X5SVjJM6eh-1LAB9A

⁸⁰ https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_12.pdf

⁸¹ SSB tabell 11561, <https://www.ssb.no/sta> (SSB, 2022)tbank/table/11561

⁸² Hydrogen er en bestanddel av syntesegassen metanol produseres fra.

Figur 2-19: Mulige hydrogenavtakere i norsk industri



Kilde: Greensight, Offtaker database

mulige avtakerne. I dag er hydrogenet som brukes i disse prosessene fremstilt fra naturgass med tilhørende CO₂-utslipp, i produksjon av syntesegass.

Reduksjonsmiddel i metallurgiske prosesser: I dag benyttes i hovedsak fossilt karbon som reduksjonsmiddel i metallurgiske prosesser. I enkelte prosesser kan hydrogen være et effektivt reduksjonsmiddel, og bruk av grønt eller blått hydrogen vil bidra til å redusere klimagassutslippene fra norsk industri. Bruk av hydrogen med lave eller null utslipp vil blant annet kunne bidra til å redusere bruk av karbon i Eramet Titanium & Iron (ETI)⁸³ sitt anlegg for ilmenittproduksjon i Tyssedal, og derigjennom utslippene fra ETIs virksomhet. Det er også gjennomført suksessfulle labtester for forreduksjon av mangan. Bruk av hydrogen som reduksjonsagent for produksjon av råstål har også vist seg effektivt. Det finnes ikke produksjon av råstål i Norge i dag.

Høytemperatur varme: Fossil energi, hovedsakelig naturgass, benyttes i dag i en rekke industrier som kilde til høytemperatur varme, blant annet i aluminiumsindustrien (Norsk Hydro, Alcoa), stålindustrien (Celsa) og i mineralindustrien (eksempelvis i asfalt- og sementproduksjon). Hydrogen med lave eller null utslipp kan erstatte bruk av fossil energi som høytemperatur varmekilde, og derigjennom bidra til reduksjon av norske klimagassutslipp.

Figur 2-19 viser lokasjoner av potensielle hydrogenforbrukere i norsk industri. Industrianlegg

med konkrete planer om CCS eller elektrifisering som sin primære strategi for å redusere utslipp er ikke inkludert i oversikten, herunder Elkem, Eramet, prosessanlegg for olje/gass og sementprodusenter. For disse anleggene er hydrogen i hovedsak kun egnet for å redusere en begrenset del av anleggenes klimagassutslipp og CCS anses som følge som en bedre egnet løsning.

Potensialet for utslippsreduksjoner i norsk fastlandsindustri gjennom erstatning av fossile innsatsfaktorer med grønt hydrogen er estimert til 1,4 millioner tonn CO₂ per år⁸⁴, det vil si ca. 12 prosent av klimagassutslippene i fastlandsindustrien. Det totale potensialet tilsvarer et årlig forbruk på 270 000 tonn hydrogen, hvorav ca. halvparten av dette i dag dekkes av produksjon fra fossile kilder.⁸⁵ Dette betyr at for å dekke det mulige hydrogenbehovet i industrien, kreves ny produksjon, i tillegg til at fossilbaserte prosesser må endres til å utnytte grønt eller blått hydrogen, eller til å integrere fangst av CO₂, slik at prosessene blir tilnærmet utslippsfrie.

I tillegg til eksisterende industri er det flere utviklingsprosjekter for ny industri for produksjon av ammoniakk, metanol og andre hydrogenderivater, med hovedformål om å levere til transportsektoren og eksport. De fleste prosjektene er enda i tidlig fase og er inkludert under Feasibility og Konsept i Tabell 2-4. Det forventes ikke at alle realiseres og de fleste er tett linket til utviklingen av det maritime markedet for

⁸³ Tidligere Tizir Titanium & Iron

⁸⁴ Greensight Hydrogen Offtaker Database

⁸⁵ Ikke medregnet Tjeldbergodde eller oljeraffinerier siden disse ikke regnes for å kunne erstattes av grønt hydrogen.

null- og lavutslippsdrivstoff, samt eksportmuligheter til EU og UK.

Teknologisk modenhet

Tabell 2-7 oppsummerer teknisk modenhet for de ulike bruksområdene for hydrogen i industriprosesser. Selv for områder der den tekniske modenheten er vurdert som høy kan det være behov for teknologiutvikling, ombygging av anlegg eller endring av prosesser. Dette behovet vil variere fra anlegg til anlegg og må vurderes i de enkelte tilfellene.

Tabell 2-7: Oppsummering av TRL nivå for ulike bruksområder for hydrogen i industrien.

Bruksområde hydrogen	Prosess	TRL
Råstoff	Mineralgjødsel	9
	Kjemikalieindustri	9
Reduksjonsagent	Ilmenitt	5
	Råstål	8
	Forreduksjon av mangan	3
Høytemperatur varme	10-20 % innblanding	9
	50% innblanding	7
	100 % innblanding	5

Bruk av hydrogen som råstoff i industrien, for eksempel i ammoniakkproduksjon, vurderes som teknisk modent, siden bruken av grønt hydrogen er kjent teknologi og historisk sett var den dominerende produksjonsprosessen inntil midten 1960-tallet i Norge. Det vil likevel kreve ombygging av enkelte anlegg som baserer seg på naturgass i dag, da disse benytter en integrert prosess der nitrogen introduseres direkte inn i hydrogenproduksjonen. Dette til tross for at noen av anleggene som nå bygges betegnes som piloter. Det er viktig å merke seg at enkelte anlegg kan ha prosesser som også tar i bruk varme fra dagens bruk av naturgass, og at det kan være nødvendig med omlegging av enkelte delprosesser.

Bruk av hydrogen som reduksjonsmiddel er en umoden teknologi, med unntak av bruk av for produksjon av råstål som ikke er aktuelt i Norge. For ilmenitt og mangan har man gjennomført flere laboratorietester med forreduksjon med hydrogen. Eramet Titanium & Iron har definert opp et utviklingsløp med

oppskalering til pilot og ferdigstilling fullskala anlegg mellom 2030-2032.

Teoretisk sett kan all naturgass erstattes med hydrogen for produksjon av høytemperatur varme. Det krever imidlertid verifisering av brennerteknologi og ombygging, eller resertifisering av anlegg, for gasstilførsel og forbrenning. Årsaken er først og fremst hydrogenets høye forbrenningstemperatur og forbrenningshastighet⁸⁶, men også det høye gasstrykket⁸⁷. Dette er begge forhold som innebærer at det stilles strengere krav til materialvalg enn ved bruk av naturgass.

Med dagens teknologi vil flere eksisterende systemer kunne håndtere 10 til 20 prosent innblanding av hydrogen i naturgassen. Løsninger for innblanding av 50 prosent hydrogen er også på vei inn på markedet. For å kunne gå over til 100 prosent hydrogen kreves det videre teknologiutvikling.

Figur 2-20 viser videre oppdeling i bruksområde og sannsynlighet/vanskelighetsgrad for implementering av hydrogen i ulike prosesser. Oppdelingen baserer seg på en evaluering av teknisk modenhet, størrelse på ombygging av anlegg, kostnadsnivå, og egnethet for andre avkarboniseringstiltak som elektrifisering og CCS. De største bruksområdene for hydrogen i norsk industri er som råstoff (kjemisk komponent) og som varmekilde.

For bruk av hydrogen som varmekilde er volumene som inngår i vanskelighetsgrad 1 (grønt) basert på en innblanding av 15 prosent hydrogen i naturgass, siden dette er gjennomførbart uten videre teknologiutvikling og kan ofte gjennomføres med mindre endringer på gasstilførselsanlegg. Volumene som inngår i vanskelighetsgrad 2 (gult) inkluderer 100 prosent hydrogen til varmeformål, mens vanskelighetsgrad 3 (rødt) er mulige brukere som er utelukket på grunn av eksisterende CCS planer.

Figur 2-21 viser samme volum på et mer detaljert nivå for å illustrere hvilke segmenter som er aktuelle for å ta i bruk hydrogen. Bruk av ammoniakk til gjødselproduksjon er det bruksområdet med klart størst potensial. Dersom alle tiltakene klassifisert på vanskelighetsgrad 1 og 2 realiseres (grønt og gult i Figur 2-21), vil det tilsvare et årlig forbruk av hydrogen på 197 000 tonn. Dersom dette hydrogenet som brukes har null utslipp (grønt hydrogen) vil det utgjøre en reduksjon norske klimagassutslipp på 1,4 millioner tonn per år. Potensialet for omlegging til utslippsfritt hydrogen i norsk industri og tilhørende klimagassutslipp er vist i Figur 2-22 og Figur 2-23. Det er imidlertid flere forhold som spiller inn på om

⁸⁶ Hydrogen brenner ca 8 ganger raskere enn naturgass og krever derfor tilpasning av brennere for å unngå detonasjon.

⁸⁷ Grunnet lavere energitetthet for hydrogen sammenlignet med naturgass må trykket være ca 3,6 ganger høyere for samme tilførsel av energi

dag) dekkes av grønt hydrogen. Med fullstendig grønn produksjon til alle prosjekter på Herøya vil dette tilsvare en total produksjon på 220 tonn per dag, som vil kreve ca. 450-500 MW. Som følge av begrenset nettkapasitet ser vi ikke dette som realistisk frem mot 2030, men heller et potensial på noe lengre sikt.

ETI (titanoksid) vil i 2032 ha et forbruk på 27 tonn hydrogen per dag i sine ovner dersom piloteringsprosjektene går som planlagt. Ved bruk av hydrogen i reduksjonsprosessen vil det være mulig å øke produksjonen på anlegget samtidig som energiforbruket i prosessen reduseres. ETIs anlegg er den eneste produksjonsprosessen for titanoksid i Norge, og det er dermed kun potensiale for gjenbruk av denne typen reduksjonsprosess utenlands. Men erfaringer fra denne prosessen vil kunne overføres til annen produksjon i inn og utland.

Både Celsa og Norsk Hydro jobber med løsninger for bruk av utslippsfritt hydrogen i sine smelteovner. Lykkes slike prosjekter, vil det ha stort overførings-

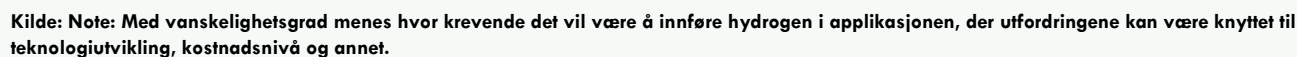
Yara og Ineos har vedtatt planer om produksjon av grønt hydrogen i Herøya/Bamble-området på totalt 18 tonn per dag innen 2030, tilsvarende ca. 44 MW installert elektrolysekapasitet⁸⁸. Yara har også sett på videre utvidelse av hydrogenproduksjon slik at hele behovet i ammoniakkproduksjonen (ca. 200 tonn per

Bruksområde

Bruksområde	Varmekilde	Kjemisk komponent	Reduksjonsagent	Total Hydrogenavtak (t/år)
Varmekilde	35K	85K	0K	120K
Kjemisk komponent	2K	78K	0K	80K
Reduksjonsagent	5K	0K	0K	5K

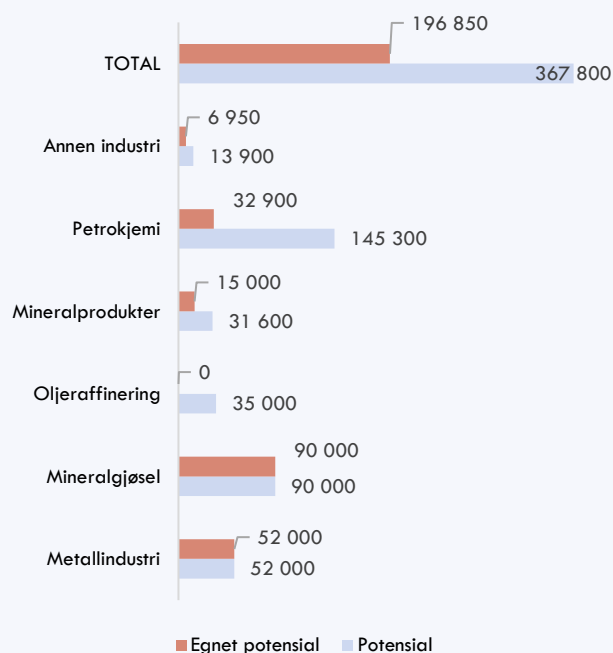
Hydrogenavtak (t/år)

Figur 2-21: Potensial for bruk av hydrogen i ulike industrielle industrisektorer, fordelt på vanskelighetsgrad



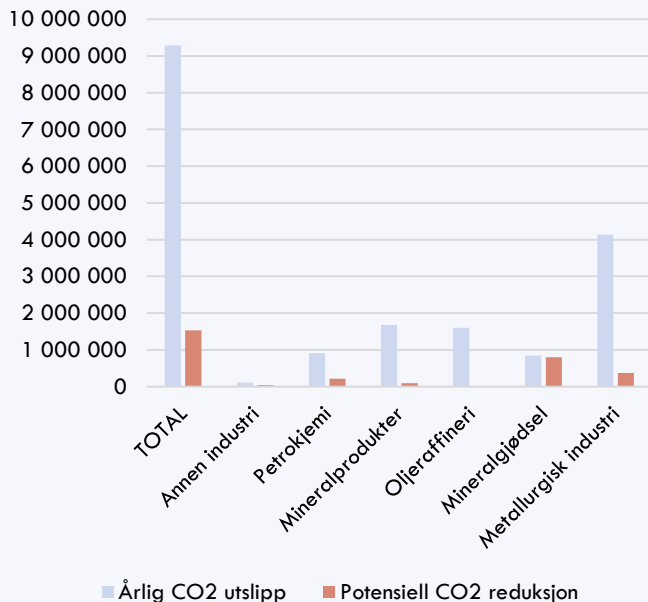
aim-to-achieve-a-significant-carbon-dioxide-reduction-in-the-production-of-fertilizers-in-norway /

Figur 2-22: Potensielt forbruk (vanskelighetsgrad 1 og 2) av hydrogen i norsk industri (tonn hydrogen)



Note: Inkluderer kun tiltak der hydrogen vil erstatte bruk av fossil energi.

Figur 2-23: Reduksjon av årlig CO₂-utslipp ved full utnyttelse av potensial for hydrogen i industrien (tonn CO₂ per år)



⁸⁹ <https://energifaktanorge.no/norsk-energibruk/>

⁹⁰ <https://www.ssb.no/energi-og-industri/energi/statistikk/produksjon-og-forbruk-av-energi-energibalans-og-energieregnskap>

potensial til andre industrier som krever høytemperatur varme.

Frem mot 2030 forventer vi en begrenset overgang til hydrogen i industrien, med et årlig forbruk på 9 000 til 20 000 tonn. Her er allerede vedtatte prosjekter inkludert, samt en forventning om realisering av enkelte utviklingsprosjekter innen høytemperatur varme. Det tilsvarer en energimengde på 0,3-0,7 TWh, og utgjør dermed 0,4 til 1 prosent av energiforbruket i norsk industri i 2020⁸⁹. I tillegg til bruk av hydrogen i eksisterende industri har flere aktører planer om ny industrivirksomhet i Norge for produksjon av ammoniakk, metanol og andre hydrogenderivater, primært for bruk som drivstoff i transportsektoren. Frem mot 2030 er det stor usikkerhet rundt størrelsesorden og forbruk av hydrogen til ny industrivirksomhet. For 2030 estimeres vi at forbruket i ny industri kan bli fra ingen forbruk til rundt 50 000 tonn. Vurderingen baserer seg på evaluering av kjente prosjekter med tilgang på kraft.

Utviklingen frem mot 2050 er forbundet med enda større usikkerhet. Vi anslår at industrien vil benytte 35 000 til 120 000 tonn hydrogen utover dagens forbruk. Det tilsvarer en energimengde på 1,2-4 TWh, og utgjør dermed 2 til 6 prosent av energiforbruket i norsk industri i 2020. Når det gjelder bruk av hydrogen i ny industri forventer vi at utviklingen mot 2050 vil i stor grad vil være avhengig av videre utbygging og tilgang på billig fornybar kraft. Vi forventer at i ny industri kan variere fra ingen forbruk til over 130 000 tonn hydrogen i 2050.

2.3.2 Transport

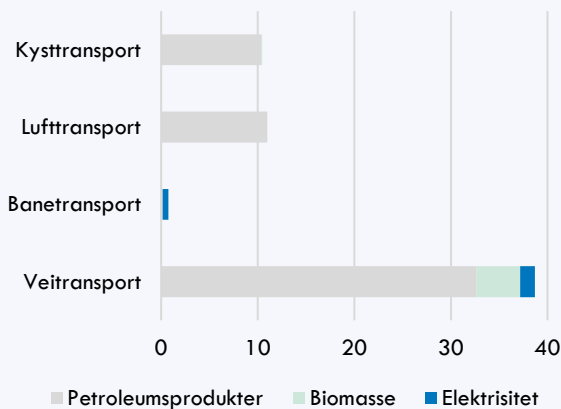
Transportsektoren stod i 2021 for 24 prosent av Norges innenlandske energiforbruk⁹⁰ og for en tredjedel av nasjonale klimagassutslipp⁹¹. Det årlige energiforbruket til transport i 2021 var 54 TWh og fordelte seg som vist i Figur 2-24. Energiforbruket består i all hovedsak av ulike petroleumsprodukter, bortsett fra banetransport. Jernbanesektoren står imidlertid for en svært liten andel av energiforbruket. Forbruket av biomasse og elektrisitet i veitransporten har økt de siste årene, drevet av krav om innblanding av biodiesel i veidiesel og avgiftsfritak for kjøp av og andre incentiver for nullutslippskjøretøyer.

Energiforbruket i internasjonal sjøfart og luftfart, som ble bunkret i Norge i 2021 var på om lag 5 TWh og besto i hovedsak av henholdsvis MGO og jetparafin.

Det er flere faktorer som påvirker hvilke utslippsfrie energibærere som kan benyttes i transportsektoren. I samtlige sektorer er man avhengig at det etableres

⁹¹ SSB tabell 08940

Figur 2-24: Energibruk til transport i Norge, 2021 (TWh)



Kilde: SSB tabell 11561. For lufttransport er det benyttet tall for 2018 (siden bransjen var sterkt påvirket av Covid-19). Lufttransport inkluderer utenriksflygninger fra/til Norge

nødvendig infrastrukturen (lade- og fyllestasjoner). Optimalt valg av fremdriftsløsning er relatert til størrelse på fartøy/kjøretøy, eventuelle vektbegrensninger og krav til rekkevidde. I tillegg til bruk av hydrogen og hydrogenderivater er direkte elektrifisering ved bruk av batterier og biomasse alternativer som vil bidra til å redusere klimagassutslippene fra transportsektoren.

I den videre omtalen har vi delt transportsektoren i veitransport, togtransport, lufttransport og sjøtransport, og vurderer bruk av hydrogen i Norge innen de enkelte sektorene.

2.3.3 Veitransport

Energibruk i dag

I 2021 sto diesel for 67 prosent av energiforbruket i veisektoren, mens bensin sto for 17 prosent. Andelen biodiesel var 11 prosent, og denne har økt de siste årene som følge av krav til innblanding av biodiesel i veidiesel. I 2021 sto elektrisitet for fire prosent av energibruken i veitransporten. I 2022 ble det registrert 80 000 elektriske personbiler i Norge og disse sto for om lag 80 prosent av nybilsalget.⁹²

Veksten i elektriske nyttekjøretøy i transportsektoren har også vært betydelig de siste årene. I 2022 var 24 prosent av registrerte varebiler under 3,5 tonn elektriske, mens 8 prosent av lastebiler over 6 tonn var elektriske.⁹³

⁹² Norsk elbilforening, <https://elbil.no/om-elbil/elbilstatistikk/>

⁹³ Grønt landtransportprogram. <https://www.nho.no/samarbeid/gront-landtransportprogram/artikler/statistikk-registreringer-av-nye-kjoretoy/>

Antall kjøretøy i Norge som benytter hydrogen som drivstoff er per i dag svært begrenset. Det er solgt ca. 250 hydrogenrevne personbiler i Norge siden 2016⁹⁴. Asko tester som første aktør i Norden fire hydrogenlastebiler i Trondheim. Bilene har en rekkevidde på 400-500 km, og har samme lasteevne som dieselvarianten av de samme distribusjonsbilene. Det finnes også egne initiativ fra transportaktører med formål å bygge opp en verdikjede rundt hydrogen i tungtransport i Norge, blant annet Hyway Alliance og H2 Truck. I EU er det nylig bevilget 30 millioner Euro til utvikling og markedsimplementering av til sammen 150 hydrogen- og brenselcelledrevne lastebiler i H2AccelerateTRUCKs-prosjektet.⁹⁵ Når tre av Europas lastebilprodusenter nå oppskalerer sin produksjon av H2-lastebiler, vil dette legge grunnlag for at tilgangen på kjøretøyer blir god og kostnadene faller, hvilket også vi komme norske sluttbrukere til gode.

Forbruket av elektrisitet til transport er forventet å øke i takt med at batterielektriske kjøretøy utgjør en økende andel av kjøretøyparken. Tilsvarende vil bruk av hydrogen som drivstoff også bidra til økt innenlands elektrisitetsforbruk. Krav til innblanding av biobaserte drivstoff forventes også å øke i tråd med at nye direktiver implementeres.

Bruksområder

Hydrogen som drivstoff møter konkurranse fra batterielektriske løsninger, spesielt for mindre og mellomstore lastebiler, da disse har høyere total virkningsgrad og lavere drivstoffkostnader enn tilsvarende hydrogenløsninger hvis man kan lade over natten. Investeringskostnadene øker derimot langt mer for batteri-elektriske lastebiler enn for hydrogen-elektriske lastebiler når rekkevidden økes. Dette fordi størrelsen for den kostnadsdrivende komponenten (batteripakken) må økes proporsjonalt med rekkevidden. For en hydrogen-elektrisk lastebil, er det kun lagringstankene som må være større for at rekkevidden skal økes. Dette fører til at hydrogen-elektriske lastebiler også har kostnadmessige fordeler for tynge lastebiler som skal operere over lengre avstander.

Lastebilenes bruksmønster har også stor betydning for hvilken nullutslippsløsning som vil gi de laveste totale eierskapskostnadene for sluttbrukerne. Hvis bruksmønsteret fordrer hurtiglading (flere 100 kW), vil driftskostnadene for batteri-elektriske lastebiler kunne bli høyere enn for hydrogenlastebiler. Løsningenes konkurransedyktighet avhenger både av

⁹⁴ <https://www.hynion.com/no/nyheter/%C3%B8kende-interesse-for-%C3%A5-kj%C3%B8re-p%C3%A5-hydrogen#:~:text=Statistikken%20fra%20Opplysningsr%C3%A5det%20for%20veitrafikken,for%20nye%20hydrogen-biler%20p%C3%A5%20veiene.>

⁹⁵ H2AccelerateTRUCKS er koordinert av SINTEF: <https://h2accelerate.eu/news-and-publications/>

energipriser og av kostnadene for tilhørende lade- og fylleinfrastruktur. En studie nylig utført av Thema Consulting⁹⁶ for NHO viser at ladeinfrastruktur for 70 000 lastebiler vil koste 12,9 milliarder kroner. Fylleinfrastruktur for 70 000 hydrogenlastebiler vil til sammenlikning koste om lag 8 milliarder kroner. De betydelig høyere infrastrukturkostnadene for batterielektriske lastebiler reduserer denne løsningens konkurransedyktighet, gitt at det overordnede målet må være å maksimere utslippsreduksjonene per investert offentlig krone.

Leverandørene av batterielektriske lastebiler mener de innen få år vil ha tilstrekkelig rekkevidde til å kunne operere også på de lengre rutene i Norge. Tilbakemeldingene fra våre informanter er at de forventer at elektriske lastebiler vil stå for en større andel av tungtransporten enn tidligere forventet. I Norsk Lastebileierforbunds siste konjunkturrapport svarte kun 3 prosent at de ville vurdere hydrogen-elektriskbil i løpet av det neste året.

Fagmiljøene har imidlertid et mer nyansert syn på dette, og peker i større grad på at batteri- og hydrogenelektriske lastebiler vil utfylle hverandre, i form av at batterielektriske lastebiler vil dominere opp til mellomstore distribusjonsbiler i bynære strøk, mens hydrogenelektriske lastebiler vil ta en betydelig og dominerende andel for større lastebiler med lang rekkevidde. Fagmiljøene (også i Norge) har de siste årene gjort beregninger av de totale eierskapskostnadene (Total Cost of Ownership (TCO)) for tyngre kjøretøyer, herunder lastebiler, busser og tog. Slike beregninger tar hensyn til en større del av

kostnadsbildet, inkludert reduksjon i lastekapasitet, kostnad knyttet til lade/fylletid, arealbruk og eventuelle behov for nettforsterkninger.

Konkurransen fra batterielektriske kjøretøy som nullutslippsløsning gjør at bruk av hydrogen vurderes som mest relevant for tunge kjøretøy på langtransportruter, mellom de største terminalene i Norge. Disse avstandene kan utgjøre 500-700 km en vei. Krav til fleksibilitet og rask fylling vil imidlertid kunne gjøre hydrogenløsningen attraktiv også for kortere ruter i bynære strøk.

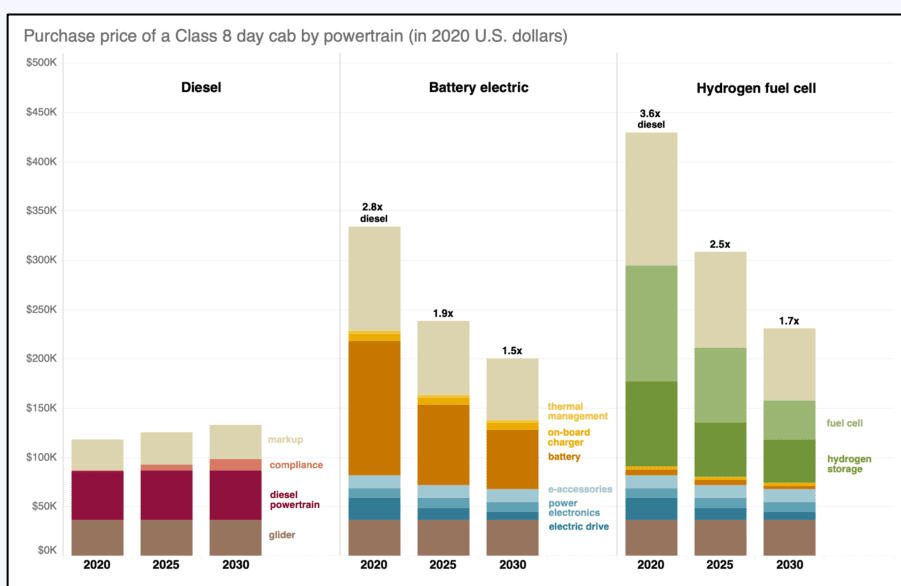
Utbygging av hydrogeninfrastruktur og satsing på hydrogenkjøretøy i Europa kan imidlertid legge til rette for at bruksområdet for hydrogenkjøretøy blir større også i Norge. Tyskland har alene satt mål om 20 prosent av nyttekjøretøy på hydrogen innen 2030, noe som tilsvarer 190 000 lastebiler.

Teknologisk modenhet

I personbilsegmentet er det flere kommersielt tilgjengelige hydrogenmodeller i dag (TRL 9).

I tungtransportsegmentet er det flere produsenter som satser på hydrogenlastebiler. Hyundai, Toyota, Nikola/IVECO og Scania er blant bilprodusentene som har modeller under testing i dag (TRL 8). Daimler og Volvo har også utviklet prototyper og har konkrete planer for produksjon av hydrogen-drevne lastebiler i andre halvdel av 2020-årene. I tillegg har både Cummins og Hyzon løsninger for ombygging av vogntog med brenselceller. Cummins og MAN arbeider også med utvikling av hydrogen-drevne forbrenningsmotorer for tungtransportmarkedet.

Figur 2-25: Forventet kostnadsutvikling for trekkvogner med ulik fremdriftsteknologi fra mot 2030 (ICCT, 2022)



⁹⁶ <https://www.nho.no/samarbeid/gront-landtransportprogram/artikler/thema-transport->

[infrastrukturkostnader-for-etablering-av-et-nettverk-av-energistasjoner-for-tungtransport/](#)

Figur 2-26: En av ASKOs fire H2-lastebiler under fylling ved regionlageret i Trondheim



Foto: Steffen Møller-Holst, SINTEF

Forventet forbruk av hydrogen i 2030 og 2050

Innen veitransporten forventer vi at batterielektriske kjøretøy vil dominere frem mot 2030, men at det vil bli et større innslag av hydrogen i tungtransporten, særlig på langdistansetrekninger. Vi forventer at forbruket av hydrogen i veitransporten vil være begrenset frem mot 2030, med et volum på 200 til 10 000 tonn hydrogen årlig. Dette tilsvarer forbruket for 10 til 500 typiske langruter. Energimengden utgjør 0-2 prosent av samlet energiforbruk for varetransport på vei i 2020.

Frem mot 2050 er det stor usikkerhet knyttet til forventet hydrogenforbruk. Hvor stort forbruket av hydrogen i veitransporten vil bli vil i betydelig grad avhenge av utviklingen i landene rundt oss og utbygging av infrastruktur (fyllestasjoner for hydrogen). Vi anslår et samlet forbruk på 50 000-140 000 tonn hydrogen årlig i 2050. Denne mengden hydrogen tilsvarer 10-30 prosent av energibruken for varetransport på vei i 2020.

2.3.4 Togtransport

Energibruk i dag

Energiforbruket til banetransport var i 2021 på 0,8 TWh. De fleste jernbanestrekninger i Norge er elektrifisert og elektrisitet sto for 75 prosent (0,6 TWh) av det samlede forbruket. Øvrig forbruk er i hovedsak anleggsdiesel som benyttes på de jernbanestrekningene som ikke er elektrifisert (0,16 TWh i 2021). Utslippene fra togsegmentet utgjør under en prosent av våre samlede CO₂-utslipp fra transportsektoren i Norge.

Bruksområde

Nordlandsbanen og Raumabanen driftes utelukkende på diesel og det er ikke vedtatt planer om elektrifisering/avkarbonisering av disse strekningene. Rørosbanen og Solørbanen er heller ikke elektrifiserte. Dersom det samlede forbruket av diesel som

Figur 2-27: Hydrogendrevne person- og godstog



Kilder: Øverst: Persontog i Tyskland, foto: Federico Zenith (SINTEF); Nederst: Canadian Pacific godsløkomotiv, Wikipedia, gjengitt med lisens CC-BY-SA kreditert til Milan Suvajac.

benyttes til banetransport erstattes med hydrogen, vil det utgjøre ca. 5 000 tonn hydrogen per år.

Teknologisk modenhet

Hydrogendrevne persontog er en kommersielt tilgjengelig teknologi. Flere hydrogendrevne tog er satt i drift i EU, Storbritannia, Japan og Kina. I Tyskland har hydrogentog vært i drift siden 2018 og tilbaketog mer enn 200 000 km. Rekkevidden på Alstom togsettene som operer i Tyskland er 800 km. I desember 2022 satte CRRC Changchun og Chengdu Railway Group verdens raskeste hydrogentog i drift med en toppfart på 160 km/t og 600 km rekkevidde. I Canada er de første hydrogendrevne godslokomotivene satt i bestilling, med brenselceller fra Ballard Power Systems.

Både Siemens og Bombardier har hydrogenpersontog under utvikling og Østerrikske Bundesbahn har utviklet et konsept for elektriske godslokomotiver forsynt med strøm (4-6 MW) fra hydrogen-drevne brenselceller.

Nylig har Nestlé bestilt det første hydrogen-drevne godstoget fra Alstom⁹⁷. Drivstoffet skal leveres av ENGIE, og målet om å ha Europas først godstoget drevet på grønt hydrogen i drift fra 2025.

Det er betydelig sprik i resultater mellom ulike studier som er gjort i Norge de siste årene når det gjelder hydrogen-tog og deres egnethet som erstatning for diesel. Jernbanedirektoratets NULLFIB-prosjekt vurderte i 2019 hydrogen-tog å ha lav teknisk gjennomførbarhet. Manglende infrastrukturløsninger, og mangel på regelverk og sikkerhet ble trukket frem som de viktigste utfordringene. SINTEF, som utarbeidet en underlagsrapport⁹⁸ til den samme NULLFIB-studien, konkluderte med at batteri- og hydrogenalternativene utgjør den beste og mest kostnadseffektive løsningen som erstatning for diesel for godstog på Nordlandsbanen. Det gjennomføres nå en Konseptvalgutredning (KVVU) som skal ferdigstilles i løpet av høsten 2023.

Uavklarte spørsmål knyttet til bruk av hydrogen i togtransporten er i hovedsak knyttet til sikkerhet, herunder risiko for ansamling av hydrogen i tunneller ved en eventuell lekkasje som kan antennes av gnister fra jernbanelinjen.

Forventet forbruk av hydrogen i 2030 og 2050

Hydrogen som bruksområde i togtransporten utgjør et svært begrenset volum ettersom det meste av banetransporten i dag er elektrifisert og potensialet for reduksjon av nasjonale klimagassutslipp gjennom bruk av hydrogen er lite.

Togtransporten er karakterisert av et meget stabilt og forutsigbart forbruksmønster, så om det ligger til rette for produksjon av hydrogen kan denne sektoren være et relevant bruksområde, til tross for at sektoren utgjør et begrenset volum.

Vi legger til grunn at både Nordlandsbanen og Raumabanen vil avkarboniseres, og at hydrogen benyttes på begge disse strekningene. Det er usikkert hvor raskt denne endringen kommer til å skje, og i 2030 anslår vi derfor 0 til 5 000 tonn forbruk av hydrogen, mens vi i 2050 anslår 5 000 tonn hydrogenforbruk. I dette forbruket er det også tatt høyde for en noe bedre virkningsgrad ved drift på brenselceller kontra dieselmotor.

⁹⁷ <https://www.alstom.com/press-releases-news/2022/11/2025-nestle-waters-france-will-use-first-hydrogen-powered-freight-train-through-innovative-solution-developed-alstom-and-engie>

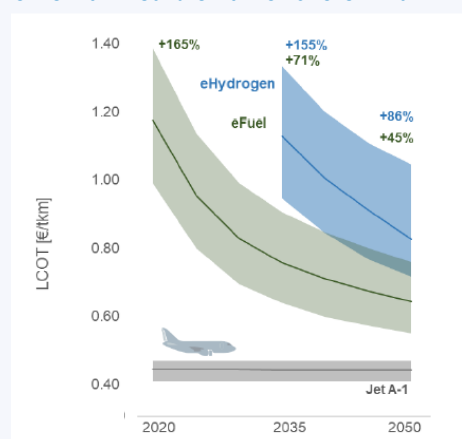
Faktaboks 2-3: Syntetisk drivstoff (e-fuel)

E-fuel eller såkalt syntetisk drivstoff regnes som bærekraftig og har tilnærmet de samme egenskapene som dagens fossilbaserte jet fuel (Jet A-1). E-fuel produseres i en Fischer-Tropsch syntese med CO₂ og hydrogen som de viktigste innsatsfaktorene. Per i dag går det med 1,36 tonn hydrogen i produksjonen av 1,0 tonn e-parafin, fordelt på gassprosesseringen i forkant av Fischer-Tropsch syntesen og for prosessering i etterkant. Totalt sett har produksjonen av e-fuel en virkningsgrad som ligger på omtrent halvparten av tilsvarende for hydrogenproduksjon fra kilde til sluttbruk. En del av CO₂-gassen som går inn i Fischer-Tropsch syntesen slippes ut igjen, tilsvarende ca. 8 tonn CO₂ per tonn e-parafin produsert. Denne CO₂-gassen gjenbrukes ofte i produksjonen. Til tross for at e-parafin er en enkel løsning (da den kan anvendes i konvensjonelle flymotorer), er det en mindre effektiv bruk av energi enn direkte bruk av hydrogen. Bruk av e-parafin fordrer også sporbarhet av det CO₂ som inngår.

Kostnadsutvikling for alternative drivstoff

Beregninger av kostnadsnivåer for bruk av flytende hydrogen og e-fuels i luftfart viser at e-fuels produsert fra vannkraft i Norge vil ha en lavere kostnad per tonn-kilometer enn hydrogen (Martin, et al., 2022). Dette skyldes hovedsakelig høyere drivstoffkostnad for flytende hydrogen og høyere investeringskostnad for brenselceller sammenlignet med e-fuels som kan brukes i en konvensjonell flymotor. Begge disse drivstoffene er adskillig dyrere enn konvensjonell jet fuel. Lavere energitetthet for hydrogen medfører redusert lastekapasitet, noe som også bidrar til å redusere inntektspotensialet. Siden bruk av hydrogen som drivstoff i luftfart ikke er teknologisk moden, og denne løsningen ikke forventes å bli kommersielt tilgjengelig i markedet før i 2035, vil skaleringseffekten komme senere enn for e-fuels, som allerede kan produseres i dag. Som Figuren under viser, forventes både hydrogen og e-fuel for luftfart å forbli dyrere enn fossilbasert jet fuel også på sikt, med mindre sistnevnte beskattes betydelig.

Figur 2-28: Endring av kostnad for transport (LCOT) innenfor luftfart ved bruk av offshore vind.



Kilde: <https://ceep.mit.edu/wp-content/uploads/2022/07/2022-010.pdf> (Martin et al., 2022)

⁹⁸ SINTEF Open: Analyse av alternative driftsformer for ikke-elektrifiserte baner 2. utgave (unit.no), sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/handle/11250/2627911

2.3.5 Lufttransport

Energibruk i dag

Innenriks luftfart står for 5,6 prosent av utslippene fra den norske transportsektoren⁹⁹. Drivstoffbruk for innlands- og internasjonal lufttransport består nesten utelukkende av fossil energi i form av jet fuel. 2019 er regnet som siste normalår innen luftfarten da forbruket i 2020 og 2021 er sterkt preget av koronapandemien. Forbruk av jet fuel i 2019 er angitt i Tabell 2-8.

Tabell 2-8: Drivstoffforbruk for lufttransport i Norge i 2019¹⁰⁰

Drivstoff	Inter- nasjonal luftfart	Innen- lands luftfart
Jetparafin (1000 tonn)	164	256
Totalt energiforbruk (TWh)	6,6	4,2

Kilde: basert på statistikk fra SSB¹⁰¹.

I 2021 ble det for første gang registrert bruk av biodrivstoff (bio jet fuel) i norsk luftfart.⁶⁶ Forbruket i 2021 var 25 GWh, tilsvarende 0,23 prosent av samlet forbruk i innenlands og internasjonal luftfart i samme år. Dette tilsvarer ca. 2 400 tonn.

1.januar 2020 ble det innført et omsetningskrav for biodrivstoff i norsk luftfart. Kravet består i at minimum 0,5 prosent av total omsatt årlig mengde drivstoff til luftfart skal bestå av avansert biodrivstoff.

Biodrivstoff er kategorisert som bærekraftige flydrivstoff (SAF) og inkluderer både avanserte biodrivstoff og biodrivstoff fra biomasse. SAF har fordelen med at man kan bruke drivstoffet i eksisterende motorer, men på grunn av høyere viskositet på SAF er det i dag kun tillatt med 50 prosent innblanding i vanlig diesel.

Biodrivstoff som erstatning for konvensjonelt jet fuel er for tiden begrenset av både svært høy kostnad og lav tilgjengelighet. EU har følgende foreslåtte plan for innfasing av bio jet fuel¹⁰².

Bruksområder

Når det gjelder bruk av hydrogen, hydrogenderivater og andre nullutslippsalternativer i luftfarten skiller vi mellom kortdistanseflyvninger og mellom- og

langdistanse. Kortbanenettet i Norge anses som godt egnet for elektrifisering. Batterielektriske fly har en begrenset rekkevidde og hydrogen anses som en mer aktuell energibærer for mellomdistanseflyvninger. Flytende hydrogen er mer aktuelt enn komprimert hydrogen på grunn av energitetthet per volum.

For langdistanse flygninger forventes ikke flytende hydrogen å gi nok rekkevidde. I dette segmentet vurderes syntetisk drivstoff (e-fuels) å være den mest relevante nullutslippsløsninger, se egen omtale. E-fuel produseres gjennom en syntese prosess med hydrogen og CO/CO₂-gass eller nitrogen. Bruk av e-fuel vil innebære indirekte bruk av hydrogen.

Teknologisk modenhet

Avinor mener det er realistisk å anta en test- og utviklingsfase av elektriske fly rundt 2025, før elektrifiserte flyruter kan realiseres rundt 2027¹⁰³. Det er først etter 2030 det forventes en større økning i flygninger med batterielektriske fly. Avinor har en målsetting om å elektrifisere all innenriks sivil luftfart innen 2040.

Hydrogen kan brukes som energibærer for fremdrift enten i brenselceller, termiske motorer eller som innsatsfaktor i syntetiske drivstoff (e-fuels) i tradisjonelle jetmotorer.

Bruk av rent hydrogen vil kreve ombygging av eksisterende fly og nye designløsninger. Airbus har som mål å ha et kommersielle hydrogenfly tilgjengelige innen 2035 (Airbus, 2021). Teknologien forventes som følge ikke å være tilgjengelig før 2030. Småfly ventes derimot være tilgjengelige på et tidligere tidspunkt. Nylig gjennomførte ZeroAvia testflygninger på rent hydrogen med et 19-seters fly, og de forventer at løsningen skal være klar for markedet i 2025 (Zeroavia, 2023).

E-fuel har de samme egenskapene som dagens jet fuel. E-fuel kategories, i likhet med biodrivstoff som bærekraftig drivstoff (SAF) og det er tillatt med 50 prosent innblanding i vanlig diesel. EU har foreslått innfasing av e-fuel fra 2030 med en vekst fra 0,7 prosent til 28 prosent i 2050. En fellesnevner for fremtidige nullutslippsløsninger i luftfarten er at disse teknologiene er forbundet med høye kostnader. Det forventes også at kostnadene vil være høyere også frem mot 2050¹⁰⁴.

⁹⁹ SSB (2021) Statistikkbanken 08940: Klimagasser, etter statistikkvariabel, kilde (aktivitet), år, komponent og energiprodukt

¹⁰⁰ 2019 er regnet som siste normalår innen luftfarten før COVID.

¹⁰¹ SSB (2021), Statistikkbanken 11561: Energivarebalanse. Tilgang og forbruk av ulike energivarer, etter energiproduktvarebalanse, energivarebalanse, statistikkvariabel og år

¹⁰² <https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2020/aug/barekraftig-drivstoff-til-luftfart-kommisjonens-initiativ/id2737181/>

¹⁰³ https://avinor.no/globalassets/_konsern/om-oss/rapporter/avinors-ars--og-barekraftig-2021.pdf

¹⁰⁴ DNV Energy Transition Outlook 2022

Forventet forbruk av hydrogen i 2030 og 2050

Frem mot 2030 forventer vi at SAF basert på biodrivstoff vil være den største kilden til reduksjon av utslipp i luftfarten, men at volumet fortsatt vil være begrenset som følge av begrensede tilgang og høye kostnader ved fremstilling av biodrivstoff. Vi forventer at luftfarten fortsatt vil domineres av fossil jet-fuel, samtidig som bruk av bio jet-fuel gradvis implementeres. Vi anslår at det ikke vil benyttes hydrogen i luftfarten i Norge i 2030.

Frem mot 2050 er bildet svært usikkert. DNV forespeiler at det vil ta minst 20 år før den nye teknologien vil bli tatt i bruk i stor skala grunnet den lange levetiden for eksisterende flymaskiner. Tabell 2-9 viser hvordan DNV forventer at energimiksen i luftfarten vil se ut i 2050. Merk at man med denne energimiksen ikke når EU sitt mål om klimanøytralitet innen 2050. Det er stor usikkerhet knyttet til prediksjoner så langt frem i tid. Det forventes at kortbanenettet i Norge i hovedsak vil dekkes av batterielektriske fly. Samtidig forventer vi at en miks av flytende hydrogen, e-fuel og biojet-fuel vil dominere luftfarten, i tillegg til fortsatt bruk av fossil jet fuel. Totalt hydrogenforbruk anslås da til mellom 2 000 og 40 000 tonn årlig. Dette tilsvarer mellom en og tolv prosent av energibruken i norsk innenriks og utenriks luftfart i 2019.

Tabell 2-9: DNVs projeksjoner for drivstoffandel i 2050 innen luftfart globalt.

Drivstofftype	Andel i drivstoffmiksen for luftfart 2050 (DNV)
E-fuels	13 %
Hydrogen	4 %
Olje	59 %
Bioenergi	22 %
Elektrisitet	2 %

Kilde: DNV Energy Transition Outlook 2022

2.3.6 Sjøtransport Energibruk i dag

Maritim transport hadde i 2021 et samlet energiforbruk på om lag 19 TWh og sto for 22 prosent av klimagassutslippene i transportsektoren¹⁰⁵. Olje- og oljeprodukter står for hoveddelen av forbruket, hvorav marin gassolje (MGO) utgjør den største andelen.

Tabell 2-10 viser oversikt over drivstofforbruk i maritim sektor i 2021, fordelt på internasjonal sjøfart

¹⁰⁵ Ikke medregnet internasjonal bunkers siden disse ikke inkluderes som Norske utslipp i SSBs statistikker.

bunkret i Norge, innenlands kystfart og fiske. Per i dag er det en relativt liten andel av den internasjonale skipsfarten som bunkrer i Norge.

Tabell 2-10: Energiforbruk i maritim sektor i 2021 fordelt på drivstoffkategorier, bunkret i Norge.

	Inter- nasjonal sjøfart [TWh/år]	Kyst- transport [TWh/år]	Fiske [TWh/år]
Naturgass	0,672	0,891	0
Olje og olje- produkter (ekskl. bio)	3,217	10,362	3,422
Biobrensler	0	0,084	0
Elektrisitet	0	0	0,212
Alle energi- produkter	3,889	11,336	3,634

Kilde: SSB (2021)

Bruksområder

I likhet med andre bruksområder forventes direkte elektrifisering, gjennom bruk av batterier, som en mer effektiv og billigere nullutslippsløsning der batterier har tilstrekkelig rekkevidde. For mindre fartøy som beveger seg på relativt korte avstander og i faste mønstre forventes batterier å være godt egnet. Fergedrift er et eksempel på dette hvor et stort antall allerede er elektrifisert.

For mellomstore fartøy gir ikke batterier tilstrekkelig rekkevidde og hydrogen (komprimert og flytende) kan være et alternativ for å redusere utslippene. Heller ikke for de største fartøyene vil hydrogen dekke behovene, og man må derfor benytte energibærere med høyere volumetrisk energitetthet som for eksempel ammoniakk, metanol eller LOHC. Grensene mellom de ulike drivstoffene vil imidlertid være noe flytende, og at det er flere faktorer som spiller inn her som driftsmønstre, ruter og energibehov for hvert enkelt skip.

Teknologisk modenhet

Flere produsenter av forbrenningsmotorer og brenselceller har høy testaktivitet for å klargjøre sine løsninger for pilotering og fullskala drift.

Per januar 2023 er det kun brenselceller i kombinasjon med komprimert hydrogen og metanol i forbrenningsmotor som er tilgjengelige løsninger på TRL 9. Flere løsninger er imidlertid under realisering, blant annet er verdens første hydrogenferge MF

Faktaboks 2-4: Kostnadsnivå for nybygg klargjort for hydrogenbaserte drivstoff

Kostnadsnivået for nybygg klargjort for hydrogenbaserte drivstoff ligger høyere enn for skip med bruk av konvensjonelle drivstoff. Kostnaden varierer imidlertid mellom ulike skipsegment. For skipsegmenter med typisk lavkost nybygg vil et fremdriftssystem basert på alternative drivstoff utgjøre en mye større andel av totalkostnaden, mens for avanserte offshoreskip vil det utgjøre en lavere andel av investeringskostnaden på nybygg. De primære kostnadsdriverne er mangel på standardiserte produkter, skala i produksjon av deler, dyrere materialer, mer kompliserte tank- og drivstoffsystemer og en lengre designprosess siden det ikke er standarder på plass. Tabellen under gir estimater for økte CAPEX-kostnader ved nybygg sammenlignet med MGO. Det er viktig å merke seg at dette er svært avhengig av skip og design og vil påvirkes sterkt av skalaeffekter.

Tabell 2-11: Estimert endring i investeringskostnader ved alternativt drivstoff

Drivstoff + fremdriftsmaskineri	Estimert økning av CAPEX sammenlignet med MGO
Komprimert hydrogen + PEM brenselcelle	+100 %
Ammoniakk + forbrenningsmotor	+60 %
Ammoniakk + SOFC brenselcelle	+100 %
Metanol + forbrenningsmotor	+40 %
LNG + forbrenningsmotor	+30 %

Kilde: Maersk McKinney Møller Centre; <https://ceep.mit.edu/wp-content/uploads/2022/07/2022-010.pdf> (Martin et al., 2022);

Infrastrukturkostnader for fylling av hydrogen eller hydrogenbaserte drivstoff er også en kilde til økte kostnader. Bunkringsløsninger for hydrogen er forventet å medføre investeringskostnader i sjiktet 70-150 millioner kroner for å kunne levere trykksatt hydrogen på tank. Et alternativ til dette er container-swapping¹, men dette vil også medføre høye investeringskostnader for containere, se omtale i kapittel 2.2.4. Løsninger for LOCH og ammoniakk er forventet å bli langt billigere da LOCH kan benytte samme løsninger som for diesel. Det finnes kommersielle løsninger for ammoniakk fra transport av ammoniakk på verdensbasis som også kan brukes til bunkring. Her utvikles det også egne fleksible løsninger, blant annet gjennom Ammonia Fuel Bunkering Network prosjektet.

Hydra i gang med sjøprøver våren 2023. Videre vil With Odra bli første norske fartøy drevet av komprimert hydrogen fra 2025, og planlegges med forbrenningsmotor for hydrogen. MF Hydra vil trafikkere strekningen Hjelmeland-Nesvik og driftes på 50 prosent flytende hydrogen. Per mars 2023 har totalt 7 skip fått støtte fra Enova til bygging.

Tabell 2-12 oppsummerer teknologisk modenhet for ulike kombinasjoner av hydrogenbaserte drivstoff og kraftgenerator for skip. De store motorprodusentene som Wärtsilä, MAN, Mitsubishi Heavy Industries har alle pågående testkjøring av fullskala motorer og labforsøk med hydrogen og ammoniakk for verifisering og tilpasning av sine modeller. Ammoniakk i SOEC brenselceller er under testing gjennom ShipFC prosjektet. Videre er systemer basert på ammoniakk og LOHC i kombinasjon med PEM brenselceller og crackere ennå på teststadiet, men det foreligger planer om ombygging av taubåt for testing av cracking-teknologi i løpet av 2023.

Per januar 2023 er det kun brenselceller i kombinasjon med komprimert hydrogen og metanol i forbrenningsmotor som er tilgjengelige løsninger på TRL 9. Flere løsninger er imidlertid under realisering, blant annet er verdens første hydrogenferge MF Hydra i gang med sjøprøver våren 2023. Videre vil With Odra bli første norske fartøy drevet av komprimert hydrogen fra 2025, og planlegges med forbrenningsmotor for hydrogen. MF Hydra vil trafikkere strekningen Hjelmeland-Nesvik og driftes på 50 prosent flytende hydrogen. Per mars 2023 har totalt 7 skip fått støtte fra Enova til bygging.

Tabell 2-12: TRL-status for ulike fremdriftssystemer for hydrogenbaserte drivstoff

Drivstoff	Fremdriftsmaskineri	TRL-nivå
Komprimert hydrogen (CH ₂)	Brenselcelle (PEM)	8-9
	Forbrenningsmotor	6-7
Flytende hydrogen (LH ₂)	Brenselcelle (PEM)	7-8
	Forbrenningsmotor	6-7
Ammoniakk	Brenselcelle (SOEC)	5-6
	Brenselcelle (PCFC)	3-4
	Brenselcelle (PEM med cracker)	6
	Forbrenningsmotor	9
Metanol	Brenselcelle (PEM)	7-8
	Brenselcelle (PEM med cracker)	6
LOHC	Brenselcelle (SOEC)	4-5

Kilde: Teknologileverandører og evaluering av offentlig kjente prosjekter

Forventet forbruk av hydrogen i 2030 og 2050

Maritim transport dominerer i dag av skip som baserer seg på fossil energi. EU vedtok i 2022 at skipsfarten gradvis fra 2024 innlemmes i EUs kvotesystem og den internasjonale sjøfartsorganisasjonen, IMO, har som mål å redusere utslipp av klimagasser med 50 prosent innen 2050. Dette har bidratt til at antallet skip i bestilling som er tilrettelagt for alternative drivstoff har vokst raskt. Figur 2-29 viser bestilling av nye skip i perioden 2018 til 2023 og fordelingen av skip etter drivstoff, både antall og etter vekt. Antallet/andelen skip bygget både for bruk av naturgass og metanol har vokst kraftig i perioden, mens antallet/andelen skip med konvensjonell teknologi er redusert. Skip som baserer seg på hydrogen eller ammoniakk er tilnærmet fraværende da denne teknologien ikke er like moden og er forbundet med betydelig høyere kostnader. DNV forteller at samtlige nye skip i bestilling bygget for bruk av alternative teknologier også bygges for å kunne benytte konvensjonelt drivstoff. I takt med modningen av teknologier for hydrogen og ammoniakk, samt ferdigstilling av pilotprosjekter, forventes det derfor liten vekst i dette segmentet før etter 2027.

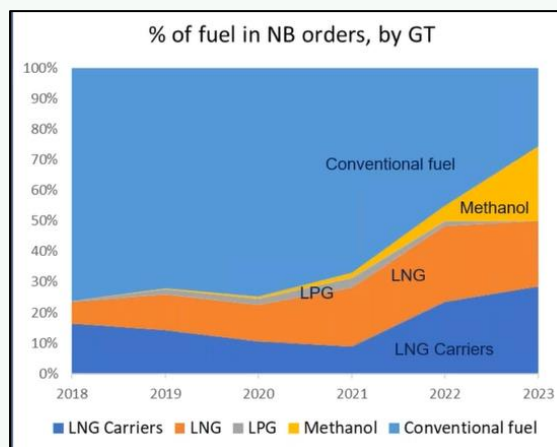
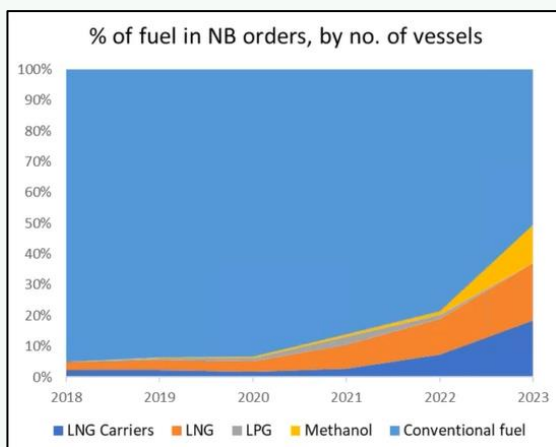
Figur 2-31 viser antall skip med hydrogenteknologi på verdensbasis som DNV har registret i drift og i bestilling frem til 2028. Figuren viser også fordelingen på type skip. DNV viser til at de fleste av disse er mindre skip med mulighet for jevnlig bunkring. Perioden frem til 2030 beskrives av DNV, og flere informanter, som en testperiode for bruk av hydrogen og ammoniakk i maritim transport der det er særlig behov for å avklare sikkerhetsutfordringene knyttet til bruk av hydrogen og ammoniakk på skip

I juni 2022 tildelte Enova totalt 667 millioner kroner i støtte til fem prosjekter langs norgeskysten for å opprette hydrogenknutepunkter for maritim næring, som et ledd i å fremme tilgang på hydrogen som drivstoff. En nærmere omtale av disse er inkludert i faktaboksen til sist i dette delkapittelet. Frem mot 2030 forventer vi at bruken av hydrogen og ammoniakk i skipsfarten vil være begrenset, både som følge av at teknologien ennå er under modning og kostnadsnivået er høyt sammenlignet med konvensjonelle drivstoff.

Med utvidelsen av EU ETS til å omfatte maritim transport er det ventet at kostnadsforskjellen mellom konvensjonelle og alternative drivstoff vil reduseres, men regelverket vil kun gjelde for skip over 5 000 bruttotonn. Over 95 prosent av fartøyene i norsk kysttrafikk har bruttotonnasje på under 5000 bruttotonn om man inkluderer fiskeflåten¹⁰⁶. Disse vil dermed ikke omfattes av EU ETS. I 2026 skal det vurderes om skip i størrelsen 400-5 000 bruttotonn skal inkluderes i EU ETS, men det er ennå usikkert når og hvordan dette størrelsessegmentet inkluderes. Økte kostnader for bruk av fossilt drivstoff forventes også å være en driver for energieffektivisering i maritim sektor. Dette vil slå positivt inn på operasjonskostnad for skip med bruk av både konvensjonelle og alternative drivstoff. DNV anslår en reduksjon i energibehovet for maritim sektor på ca. 35 prosent fra 2030 til 2050¹⁰⁷ gjennom energieffektivisering og høyere utnyttelse av fartøyene.

For å redusere klimagassutslippene i maritim transport tilstrekkelig til å nå fastsatte klimamål i 2050 er det i tillegg behov for å ta i bruk alternative drivstoff som i større grad bidrar til utslippsreduksjon enn naturgass og metanol (produsert fra naturgass). Biodrivstoff er

Figur 2-29: Ordre for bestilling av nye skip, 2018 til 2023



Kilde: DNV Alternative Fuels Insight

¹⁰⁶ SSB, Tabell 08203: Norskregistrerte skip, etter tonnasjegruppe, statistikkvariabel, år og skipstype

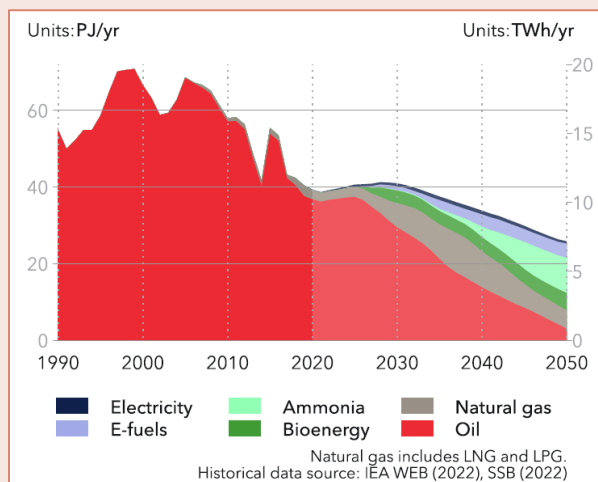
¹⁰⁷ DNV, Energy Transition Norway 2022

et alternativ, men begrenses av tilstrekkelig tilgang på bærekraftig biomasse og konkurranse med andre sektorer. Løsninger for lokal fangst av CO₂ om bord på skip finnes også på konseptstadiet, men er heller ikke teknologisk eller kommersielt modne, da det krever utbygging av en egen verdikjede for å håndtere CO₂ ved anløp.

Det er stor usikkerhet knyttet til bruken av hydrogen og hydrogenderivater i maritim transport frem mot 2050. Figur 2-30 viser DNVs forventning om utviklingen i drivstofforbruk i maritim sektor i Norge mot 2050. Når teknologien for bruk av hydrogen og hydrogenderivater i maritim sektor er moden forventer vi at utviklingen mot 2050 i stor grad vil avhenge av tilgang på ulike drivstoff og etablering av infrastruktur.

Forbruket av hydrogen er først og fremst ventet å være knyttet opp mot de maritime hydrogen-knutepunktene. Basert på kjente prosjekter og tidslinjer forventes forbruket for rent hydrogen i Norge i 2030 å ligge mellom 5 000 og 28 000 tonn per år. Energimengden i 5 000-28 000 tonn hydrogen tilsvarer 1-5 prosent av energiforbruket i norsk skipsfart i 2021. I tillegg er det antatt at ammoniakkproduksjon tilsvarende Yaras pilot forsynes til det maritime markedet, der det forventes 10-20 skip i 2030, med et forbruk på 25 000-70 000 tonn ammoniakk per år. Dette forbruket inkluderes i industriforbruket og ny ammoniakkproduksjon i scenariene for å knyttes opp mot kraftanalysen.

Figur 2-30: Drivstofforbruk innen maritim sektor i Norge, historisk og forespeilet forbruk frem mot 2050



Kilde: DNV Energy Transition Outlook

For 2050 baseres forventet forbruk på mål og reguleringer. Basert på ulik grad av oppfylling av nasjonale og internasjonale krav (EU og IMO) anslås hydrogenforbruket mellom 55 000 og 180 000 tonn per dag. Det er ikke tatt stilling til fordeling mellom hydrogen og ammoniakk for 2050. Energimengden i 55 000-180 000 tonn hydrogen tilsvarer 10-31 prosent av energiforbruket i norsk skipsfart i 2021.

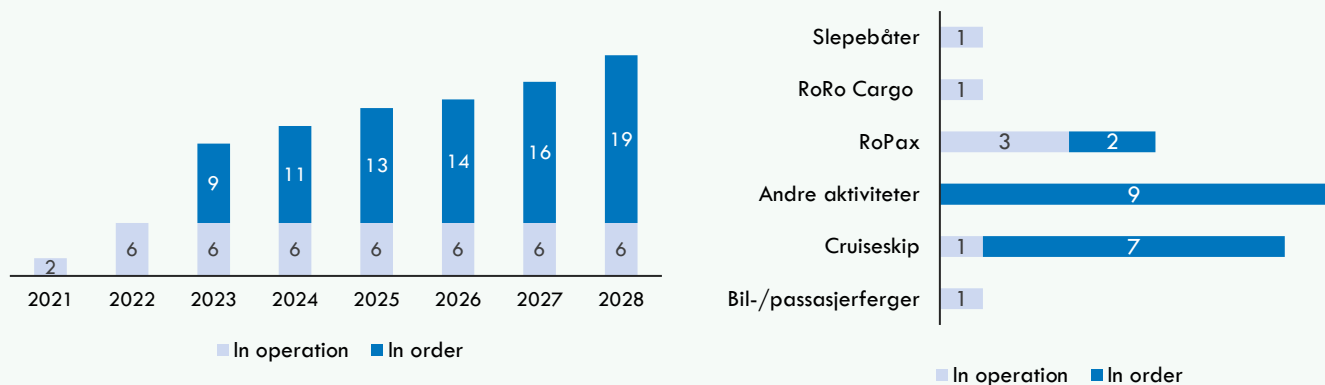
Faktaboks 2-5: Hydrogenknutepunktene

Enova tildelte i 2022 totalt om lag 700 millioner kroner i støtte til fem prosjekter langs norgeskysten med plan om opprettelse av hydrogenknutepunkter for maritim næring. Hvert av prosjektene planlegger å produsere ca. 8 tonn hydrogen per dag. Det er ventet en gradvis oppskalering av produksjonen på de ulike knutepunktene i takt med et økende marked. Ved full produksjon tilsvarer dette et energiforbruk på 0,9 TWh per år og ca. 24 600 tonn i årlig hydrogenproduksjon. Investeringsbeslutning for disse prosjektene er ventet i løpet av Q2 2023 og estimertgitt produksjonsstart i første kvartal 2025, som var to av forutsetningene for tildelingene. I tillegg til disse er det en rekke andre prosjekter i pipeline som også ser på levering av drivstoff til det maritime markedet, også som ammoniakk.

Tabell 2-13: Maritime hydrogenknutepunkt og planlagt produksjonskapasitet per lokasjon

Knutepunkt	Eiere	Volum	Type
Glomfjord Hydrogen	Greenstat, NEL, Meløy Energi, Troms Kraft	8 tonn per dag / 20 MW	CH ₂
Rørvik	NTE, H2 Marine	8 tonn per dag / 20 MW	CH ₂
Hitra	TrønderEnergi, Statkraft	4-8 tonn per dag / 10-20 MW	CH ₂ , NH ₃
HyFuel, Florø	Fjord Base Holding, Gasnor, SFE	8 tonn per dag / 20 MW	CH ₂ , LOHC
Kristiansand	Greenstat, Everfuel	8 tonn per dag / 20 MW	CH ₂

Figur 2-31: Hydrogenskip i drift og i bestilling fra 2021-2028 (venstre) og etter type skip (høyre)



Kilde: DNV Alternative Fuels Insight

2.3.7 Bygg og anlegg

Energibruk i dag

På bygg- og anleggsplasser benyttes det i hovedsak maskiner som drives av fossilt drivstoff. Maskiner inkluderer alt fra store tunnelboremaskiner til relativt små gravemaskiner og aggregater som leverer strøm. Disse maskinene benytter stort sett anleggsdiesel, og tall fra SSB viser at det ble omsatt 924 millioner liter anleggsdiesel i 2022 (SSB, 2022). Anleggsdiesel benyttes også til en rekke andre formål, som til maskiner i landbruket og i industri. I 2021 anslo Samferdselsdepartementet at 30 prosent av anleggsdieselen ble benyttet på bygge- og anleggsplasser¹. Det utgjør da om lag 280 millioner liter (Samferdselsdepartementet, 2021).

Miljødirektoratet har anslått at det årlig slippes ut 340 000 tonn CO₂ fra norske byggeplasser, tilsvarende 0,7 prosent av Norges samlede klimagassutslipp.

Bruksområder for hydrogen

Hydrogen brukes i dag i svært liten grad i anleggssektoren. Det har vært en håndfull pilotprosjekter hvor hydrogen benyttes i anleggsmaskiner eller som strømforsyning til elektriske maskiner. Krav om fossilfrie- og/eller utslippsfrie bygg- og anleggsplasser har så langt blitt møtt med bruk av biodrivstoff og elektriske maskiner. Bruk av elektriske maskiner er i dag i stor grad begrenset til mindre maskiner. Aktører som jobber med å legge til rette for nullutslippsløsninger på bygge- og anleggsplasser viser til at løsninger for elektrifisering av større mobile maskiner er under utvikling, blant annet ved bruk av såkalte battericontainere. Bruk av battericontainere for å løse utfordringer knyttet til elektriske anleggsmaskiner er blant annet tatt i bruk i Skien (AT.no, 2022).

Aktører i bygg- og anleggsbransjen som vi har snakket med forventer at elektrifisering og bruk av batterielektriske maskiner med containerløsninger og maskiner med kabler vil være de dominerende nullutslippsløsningene fremover. En nylig studie av Norconsult (2023) viser at i de aller fleste tilfeller er det mulig å etablere nødvendig krafttilgang for å

legge til rette for utslippsfri anleggsdrift gjennom elektrifisering, men at begrensningen ligger i tilgang på elektriske maskiner.

Flere aktører, herunder Napop og Westgass Hydrogen, som tilbyr strømforsyning på bygg- og anleggsplasser produsert fra hydrogen. Vår vurdering er at bruk av hydrogen på bygg- og anleggsplasser vil være et relevant nullutslippsalternativ til direkte elektrifisering i områder med begrenset krafttilgang. På kort sikt anser vi bruk av hydrogen for produksjon av kraft på bygg- og anleggsplasser områder hvor man ikke har tilgang på nett eller for å dekke forbruk i timer med høyt forbruk som mest aktuelt. Årsaken er først og fremst tilgangen på maskiner med drivlinje tilpasset bruk av hydrogen

På lengre sikt vil utvikling og tilgang på maskiner basert på hydrogen og total kostnad for disse sett opp mot elektriske maskiner være avgjørende. Hydrogen kan benyttes enten i brenselceller eller forbrenningsmotorer. For svært store og energikrevende maskiner kan hydrogen være godt egnet.

Teknologisk modenhet

På den internasjonale messen for anleggsmaskiner 'Bauma' i Tyskland har teknologileverandører presentert prototyper på gravemaskiner opp mot 50 tonn med hydrogenbasert drivlinje. Et norsk forsøk på å utvikle en 30 tonns gravemaskin basert på hybriddrift med batteri og hydrogen strandet i 2019, fordi det viste seg for kostbart. I Nederland er en 30 tonns gravemaskin ombygget til hydrogendrift, og samme selskap har en ny slik i bestilling (Zepp Solutions, 2023).

Det er mange ulike typer maskiner som er relevante for bygge- og anleggsplasser, og derfor krevende å si noe generelt om teknologiens modenhet, men det kan være rimelig å indikere et TRL-nivå mellom 5 og 7, og dermed et stykke frem til hydrogendrevne maskiner er kommersielt tilgjengelige i stort omfang til konkurransedyktige priser

I likhet med for togtransport innbefatter videre diskusjon og utredning av hydrogen som drivstoff

avklaring av en rekke sikkerhetsspørsmål, blant annet risiko knyttet til bruk av hydrogen i lukkede rom (eksempelvis tunneller) ved en eventuell lekkasje.

Forventet forbruk av hydrogen i 2030 og 2050

De siste årene har flere kommuner i Norge stilt krav om fossil- og utslippsfrie bygg- og anleggsplasser. Oslo kommune har som mål at bygg- og anleggsvirksomhet skal være fossilfri i 2030. I tilfeller der hydrogenbaserte løsninger, enten det er bruk av hydrogen i maskiner eller som strømforsyning, er konkurransedyktig med elektrisitet forventer vi at hydrogen vil tas i bruk. Slik det ser ut nå vil det i hovedsak være i områder med begrenset tilgang til nett og hvor det er betydelig kostnader knyttet til etablering av nødvendig ladeinfrastruktur ved bruk av elektriske maskiner.

Det er svært krevende å anslå hvor stor rolle hydrogen vil ha på fremtidens utslippsfrie bygge- og anleggsplasser. Vi forventer at utslippsfrie bygg- og anleggsplasser frem mot 2030 i hovedsak vil benytte elektriske maskiner, men at det sannsynligvis vil komme noen flere pilotprosjekter med bruk av hydrogen - hovedsakelig som strømforsyning. Vi forventer at biodrivstoff og elektriske maskiner vil dominere fossil- og utslippsfrie bygg- og anleggsplasser fra mot 2030 og at et øvre estimat for bruk av hydrogen er 5 000 tonn, tilsvarende rundt 30 prosjekter.

Frem mot 2050 er utviklingen svært usikker. Vi forventer at også mot 2050 vil elektrisk drift være mest vanlig, men at hydrogen vil benyttes i større omfang enn i 2030. Vi estimerer forbruket av hydrogen på bygg- og anleggsplasser i 2050 å være i størrelsesorden 5 000 til 40 000 tonn. Det tilsvarer mellom 3 og 28 prosent av dagens energibruk i bygg- og anleggssektoren.

Kraftproduksjon (hydrogen som energilagringsmedium)

Hydrogen kan brukes som elektrisk energilagring ved å konvertere hydrogen tilbake til elektrisitet gjennom brenselcelle, gassturbin eller forbrenningsmotor. Avhengig av løsning kan overskuddsvarme fra konverteringen også utnyttes (hydrogen Combined Heat and Power, CHP). Flere studier har sett på isolerte systemer med sol eller vind som energikilde, hvor hydrogen supplerer batterier som energilager eller -buffer. Høye tap på opp mot 70 prosent i verdikjeden, fra elektrisitet via hydrogen og tilbake til elektrisitet, gjør at denne bruken har hatt begrenset praktisk egnethet.

Nyere studier av nullutslippsløsninger for energisystemet i Europa har gitt fornyet interesse for bruk av hydrogen til kraftproduksjon.¹⁰⁸ Konseptet innebærer da at det bygges store brenselcelleanlegg-/hydrogengasskraftverk som benytter hydrogen til topplast/back-up for kraftproduksjon når det er effektknapphet. En forutsetning for dette er at det allerede er et stort behov for hydrogen som eget produkt, slik at merkostnadene for å tilrettelegge for hydrogenbasert kraftproduksjon blir mindre.

Det er lite som tilsier at kraftproduksjon fra hydrogen blir et viktig bruksområde i Norge. Til det er kraftsystemet allerede for fleksibelt og det er få avsidesliggende steder som ikke har tilstrekkelig tilgang på kraft. Å bruke hydrogenlagring eksklusivt som alternativ til nettførsterkning (uten å bruke hydrogen som eget produkt) ble tidlig vist å ikke være økonomisk hensiktsmessig¹⁰⁹. Med økende variabel kraftproduksjon fra sol og vind, kan det også i Norge bli behov for et lagringsmedium hvor energi kan konverteres tilbake til elektrisitet i de timene av døgnet man ikke har nok kraftproduksjon.

Hydrogenlagring for kraft- og varmeproduksjon kan bli spesielt viktig på steder som er isolert eller langt unna annen elektrisk infrastruktur, slik som Svalbard. Produksjon av hydrogen og pumpekraft forventes å være de to viktigste lagringsformene i slike tilfeller. Med økende grad av offshore vind i energimiksen, er offshore produksjon av hydrogen en mulighet som flere aktører i olje- og gasssektoren ser på.

Hydrogen kan også lagres i metallhydrid eller i geologiske formasjoner. Metallhydrid er en moden teknologi, men er ikke egnet for lagring av store volum. Høy vekt gjør også at denne løsningen er lite mobil. Det finnes også andre hydrogenbærere som kjemiske løsninger (toluene) eller konversjon til andre energibærere som ammoniakk. Disse introduserer dog ytterligere tap i verdikjeden.

Kraften og energitettheten til de ulike lagringsløsningene utgjør viktige faktorer som i mange tilfeller dikterer levedyktigheten til et gitt lagringsalternativ. Pumpekraft (pumped hydro), komprimert luft og flytbatterier har lavere energi- og effekttettheter enn Li-ion-batterier og brenselceller (hydrogen). Geografisk betingede krav vil i tillegg til volum-/vektbegrensninger også ofte favorisere batterier og kjemiske lagringsalternativer.

Egenskapene til hydrogen- og batteri-systemer er svært forskjellige. Batterier er mest praktiske for mindre lagringsenheter. Mens kostnaden, størrelsen og

¹⁰⁸ https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/249683/122023_FULLTEXT01.pdf?sequence=1&isAllowed=y

¹⁰⁹ https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/bitstream/handle/11250/249683/122023_FULLTEXT01.pdf?sequence=1&isAllowed=y

vekten til et batterisystem er (nær) proporsjonal med mengden energi som skal lagres, er kostnaden, størrelsen og vekten til et hydrogensystem mer avhengig av strøm (dvs. lade-/ utladningshastigheten til lagringssystemet). Sistnevnte skyldes kostnaden for energikonverteringsteknologiene (dvs. elektrolysøren og brenselcellen) som er involvert, som naturlig skalerer med strømkapasiteten til disse enhetene. Valg av lagringsløsning vil derfor avhenge av behovet til applikasjonen.

2.3.8 Oppsummering: Forventet etterspørsel av hydrogen i Norge på kort og lang sikt

Vi har estimert forventet etterspørsel av hydrogen i Norge i 2030 og 2050, basert på en vurdering av de ulike bruksområdene gjengitt over. Disse estimatene legger grunnlag for de videre analyser og diskusjoner i denne rapporten. Med et marked som ennå er i etablering/modning er det utfordrende å anslå nøyaktige volumer. I 2030-perspektivet baserer

estimatene seg på forventet markedsutvikling og kjente prosjekter, mens for 2050 er estimatene i større grad basert på mål og forventede andeler av den totale forbruksmiksen.

Det er antatt at alt innenlands behov er dekket av grønt hydrogen. Dette skyldes primært stor geografisk spredning av forbrukere, som gjør lokal produksjon i mindre skala mer hensiktsmessig enn transport av hydrogen fra få sentraliserte produksjonsanlegg for blått hydrogen. Ved opprettelse av storskala produksjon av blått hydrogen vil deler av forbruksbehovet lokalt kunne dekkes av denne produksjonen, men siden det ennå ikke er klart hvor de ulike anleggene vil komme, har man sett bort fra dette i beregningen av tilhørende kraftforbruk. Merk at det forventes store endringer rett etter 2030, og at det ikke nødvendigvis vil være en lineær utvikling mellom 2030 og 2050.

Tabell 2-14: Forventet hydrogenforbruk og tilhørende kraftbehov for produksjon av grønt hydrogen

Bruksområde	2030		2050	
	Volum hydrogenforbruk (1 000 tonn)	Kraftbehov (gitt kun grønt hydrogen)	Volum hydrogenforbruk (1 000 tonn)	Kraftbehov (gitt kun grønt hydrogen)
Industri	9-70	0,5-3,9 TWh	35-250	1,7-12,0 TWh
Landtransport	0,2-10	0,01-0,5 TWh	50-140	2,3-6,9 TWh
Togtransport	0-5	0-0,2 TWh	5	0,2 TWh
Maritim transport	5-30	0,3-1,5 TWh	55-180	2,7-8,6 TWh
Lufttransport	0	0 TWh	2-40	0,1-2,0 TWh
Bygg og anlegg	0-5	0-0,3 TWh	10-40	0,5-1,9 TWh
Kraftproduksjon	0	0 TWh	0	0 TWh
Totalt	14 - 120	0,8 - 6,4 TWh	157 - 655	7,5 - 31,6 TWh

Note: Tabellen angir et intervall mellom et lavt og et høyt anslag. Dette skal ikke forstås som at det er 100 prosent sikkert at forbruket vil ligge innenfor dette intervallet.

2.4 Eksempler på sammenhengende verdikjeder

Verdikjeder fra produksjon og bruk av hydrogen kan settes sammen på mange måter med de ulike teknologiene beskrevet i kapitlene over. Vi legger til grunn at hydrogenproduksjon i Norge vil komme fra enten fossile kilder i form av naturgass som reformeres med CCS for å sikre lavt karbonavtrykk, eller fra fornybar energi ved bruk av vannelektrolyse. Siden det forventes en anstrengt kraftbalanse i årene fremover, forventes det at denne energien i all hovedsak vil komme fra ny fornybar produksjonskapasitet. Det er ikke planer eller uttalte ambisjoner om større utbygging av vannkraft i Norge, og utbygging av produksjonskapasitet fra sol- og

vindkraft vil være en forutsetning for større skala hydrogenproduksjon fra fornybar kraft via elektrolyse av vann.

Som vist i avsnittene over har de ulike teknologiene sine fortrinn og svakheter, og kostnadene til produksjon vil i stor grad avhenge av kostnadene fra innsatsfaktorene for energi, naturgass og elektrisk kraft. I områder med tilstrekkelig transmisjonskapasitet vil elprisene og gassprisene være korrelert når det er mangel på fornybar kraft for eksempel på grunn av lite vind, sol eller tilsig, mens i områder uten tilstrekkelig transmisjonskapasitet kan man ha såkalt innestengt kraft som gir lavere energikostnad gitt manglende alternativer for eksport.

Transportkostnadene for hydrogen kan være betydelige, og det er store forskjeller både for ulike avstander og for ulik skala. For å utnytte skalafordeler for transport i rørledninger er det behov for betydelige volumer over større avstander.

For å illustrere fordeler og ulemper med ulike verdikjeder vil vi i det følgende gå gjennom noen aktuelle hydrogenverdikjeder basert på produksjon i Norge. Verdikjedene som trekkes frem er ment å illustrere ulik skala og avstand mellom produksjon og konsum. Vi konsentrerer fremstillingen om hydrogen, og vurderer ikke verdikjeder som inkluderer omdanning til ammoniakk eller andre derivater av hydrogen. Følgende verdikjeder inngår i fremstillingen under:

- Elektrolyse → kompresjon → lager → kraft-/varmeproduksjon
- Elektrolyse → kompresjon → lager → fyllestasjon/bunkring → drivstoff for transport
- Elektrolyse → kompresjon → lager → bruk i industri
- Elektrolyse → kompresjon → (container)transport vei/sjø → regional bruk/eksport
- Naturgassreformering → flytendegjøring → Sjø → Industri (Norge/Europa/Globalt)
- Naturgassreformering → kompresjon → rørtransport → Eksport (EU/UK)

2.4.1 Elektrolyse → kompresjon → lager → Kraft-/varmeproduksjon

Lokalt behov for kraft og varme kan dekkes av fornybar produksjon av hydrogen fra sol og vind. En typisk verdikjede kan være solcellepaneler og vindturbiner som produserer hydrogen ved hjelp av en PEM-elektrolysør. Det produserte hydrogenet komprimeres og lagres for å jevne ut variabel tilgang på kraft og for å kunne dekke variasjon i etterspørsel over døgnet og sesonger. Kraft og varme for lokal bruk leveres fra hydrogendrevne brenselceller. Verdikjedens totale effektivitet kan forbedres ved at varme fra både elektrolysør og brenselceller utnyttes. Et typisk eksempel hvor en slik verdikjede vil være aktuelt er områder langt fra etablert infrastruktur, eller med manglende overføringskapasitet for kraft, som for eksempel bosetningen på Svalbard. Globalt er det estimert at det finnes om lag 15 000 slike lokasjoner.¹¹⁰

Tilknytning til elnettet vil være et alternativ mange steder. Hvorvidt det er konkurransedyktig vil avhenge av lastbehov, avstand til eksisterende nett og tilgjengelig sentral kraftproduksjon. Et alternativ til lokal produksjon vil være tilførsel av brennstoff (for eksempel hydrogen, ammoniakk) produsert andre

steder. Det vil imidlertid komplisere logistikken og kunne øke kostnadene på grunn av videreføring og håndtering. En hybrid løsning med noe tilførsel av brennstoff kan fungere som supplement til komplett selvforsyning for å håndtere store sesongvariasjoner. Ammoniakk kan være et aktuelt alternativ der det er stort lagringsbehov, som sesonglager i arktiske strøk med lite produksjon fra sol om vinteren, men fordelene ved enklere lagring må overstige ekstra energitap og kostnader for å foretrekkes. I hvilken grad etterspørselen samvarierer med tilgjengelig produksjonskapasitet kan også ha betydning. For eksempel er aktiviteten på Svalbard typisk også høyere i sommerhalvåret, noe som reduserer behov for sesonglager (sammenlignet med jevn last hele året). Batteri kan være et alternativ for å dekke kortsiktige variasjoner i last, eller som supplement til hydrogenlager, men er mindre egnet for sesonglager på grunn av store energimengder og lang lagringstid.

Potensialet for utslippsreduksjoner avhenger av hva verdikjeden erstatter. Ofte er det generatorer fra fossile drivstoff som kull, olje/diesel eller gass som kan erstattes med utslippsfri løsning, noe som relativt sett gir potensial for store utslippskutt.

2.4.2 Elektrolyse → kompresjon → lager → fyllestasjon/bunkring → drivstoff for transport

Hydrogen til bruk i transport kan produseres lokalt eller nært bunkring/fyllestasjon. En typisk verdikjede vil bruke energi fra solcellepaneler og vindturbiner, eventuelt i kombinasjon med kraft fra nettet for å produsere hydrogen ved hjelp av en PEM-elektrolysør. Produsert hydrogen komprimeres for mellomlagring og bruk i kjøretøy. Kjøretøy betjenes av dedikerte fyllestasjoner, enten private på terminal hos transportør eller som felles infrastruktur, og tilbyr rask fylling på høyt trykk, eventuelt i kombinasjon med langsommere fylling for flere kjøretøy ved lavere trykk (typisk fylling i parallell over natt). Hydrogen til transport på sjø eller luft kan transporteres i containere da det ofte ikke vil være mulig å ha hydrogenproduksjon samlokalisert med havner og flyplasser.

Hver aktør kan bygge ut egen kapasitet på sine terminaler og enten transportere inn hydrogen eller produsere selv på terminal. Det er imidlertid muligheter for stordriftsfordeler ved å koordinere utbygging, både for bedre utnyttelse over tid og for bedre dekning på strekninger hvor det ikke er tilstrekkelig å bygge kapasitet for fylling/bunkring i hver ende. For tungtransport på vei er det sterk konkurranse fra batterielektriske alternativer. I hvilken grad hydrogenløsninger velges avhenger av utbygging av infrastruktur og nettkapasitet. Hydrogen

¹¹⁰ Store Norske, Impello: Market survey, internal report, 2020

har fordel med raskere fylling og mindre krav til nettkapasitet. Mye behov for samtidig lading gir høye effekttopper, men ved tilstrekkelig ladekapasitet kan dette dels kompenseres ved å benytte pålagt hviletid til lading. Bedre utnyttelse og lavere effekttopper kan oppnås ved bruk av hydrogen i samspill med hurtiglading, se for eksempel pågående prosjekt COFLEX.¹¹¹

På kort sikt er det konkurranse med andre land i Europa om tilgjengelige lastebiler i markedet. På sikt kan stort volum av lastebiler i Europa bidra til kostnadsreduksjoner og at dette blir foretrukne løsninger i Europa til tross for få kjøretøy i Norge, og kan utløse behov for fyllemuligheter i Norge uansett.

Tilsvarende vil utbygging av felles infrastruktur for bunkring av hydrogen redusere kostnader (CAPEX/bruker) og forbedre tilgjengelighet for bruk i innenriks skipsfart.

Alternative nullutslippsløsninger for transport vil variere med behov for rekkevidde og transportbehov og hvilke løsninger som velges i våre naboland

- Direkte elektrifisering (batterielektrisk)
- Ammoniakk
- Biodrivstoff og syntetisk fuel/efuel

Bruk av hydrogen muliggjør kutt i klimagassutslipp som er vanskelig å oppnå uten hydrogen/ammoniakk for tungtransport og lange avstander. Der batteri ikke er mulig eller økonomisk er biodrivstoff og syntetisk drivstoff et alternativ (spesielt for luftfart), men disse har direkte utslipp.

2.4.3 Elektrolyse → kompresjon → lager → bruk i industri

Behov for hydrogen til bruk i industri kan produseres lokalt ved hjelp av elektrolyse. PEM-elektrolysører er mest aktuelle for produksjon fra ikke-regulerbar kraftproduksjon, mens SOE kan være aktuelt hvor der er stabil tilgang på kraft over nettet. Produsert hydrogen vil komprimeres for lagring i buffer for å jevne ut svingninger i tilgang på kraft og/eller svingninger i kraftprisene. I tillegg vil ikke alltid brukeren av hydrogenet ha samme behov hele tiden. Energi fra regulerbar kraft vil gi mindre behov for lagerkapasitet, mens større lager gir økt fleksibilitet for å håndtere variabel produksjon fra ikke-regulerbare kilder (sol, vind, elvekraft). Industri som ikke krever kontinuerlig produksjon kan til en viss grad utnytte fleksibilitet ved å redusere produksjon i kortere perioder med lav kraftproduksjon eller høye priser. Lokal produksjon eliminerer mye av kompleksiteten og kostnadene knyttet til transport av

hydrogen fra produksjonsstedet. Hydrogenlager gir verdifull fleksibilitet til å utnytte variasjoner i produksjon fra egen (vertikalt integrert) fornybar energi eller til å utnytte varierende priser i kraft fra nettet, også til prosesser som krever kontinuerlig produksjon. Størrelsen på lageret og dermed kostnaden for denne fleksibiliteten vil avhenge av hvor stabil tilgang det er på kraft, hvor stor variasjon det er i behov for hydrogen, og hvilken risiko en tillater med tanke på avbrudd i produksjonen.

Kostnaden og arealbehovet knyttet til lagring av hydrogen kan reduseres i tilfeller der man har lokal, kontinuerlig produksjon fra elektrisitet over nettet og direkte integrasjon med den industrielle prosessen. Dette reduserer behovet for store bufferlager og man kan dermed oppnå bedre arealeffektivitet. Ved god tilgang til areal for fornybar produksjon og til hydrogenlagring, kan lav hydrogenkostnad oppnås da energikostnaden for landbasert vind og sol er lav. Der det ikke er tilgjengelig lokal kraftproduksjon vil det være behov for tilknytning til transmisjonsnettet. Manglende tilgang på kraft og nett kan begrense mulighet for lokal produksjon, noe som gir behov for transport dersom dette ikke utbedres. Dette kan være utfordrende ved behov for store volum hydrogen.

Alternativer til lokal produksjon vil være import av hydrogen eller ammoniakk for prosesser der hydrogen er eneste eller foretrukne løsning for utslippskutt. Import kan være kostbart og på grunn av store volumer gir det krevende logistikkoperasjon og høyt arealbehov (for eksempel ved bruk av containerløsning for hydrogen). For mange industriprosesser vil CCS være et alternativ til hydrogen for utslippsreduksjoner, dette gjelder spesielt prosesser der det uansett er direkte utslipp fra prosessen, som for eksempel ved sementproduksjon. Merk at ved ammoniakk som innsatsfaktor i industriell produksjon kan denne produseres mer effektivt direkte fra naturgass enn via hydrogen, noe som kompliserer direkte sammenligning med hydrogen fra elektrolyse.

Elektrifisering kan være et alternativ for noen industrier. Et annet alternativ for varme kan være innblanding av hydrogen i naturgass, noe som gir lavere kostnader fordi eksisterende prosess/linje kan benyttes. Dette gir imidlertid begrensede utslippskutt sammenlignet med rent hydrogen.

Potensialet for utslippsreduksjoner avhenger av hva verdikjeden erstatter, og hydrogen muliggjør utslippskutt fra industri som har få alternativer. Eksempelvis vil kraftlinje til Yara på Herøya være et effektivt tiltak for punktsluppsreduksjon ved bruk av

¹¹¹ <https://www.sintef.no/siste-nytt/2022/kombinerer-hurtiglading-og-hydrogenfylling-uten-effekttopper-i-stromnettet/>

hydrogen. Også ved bruk av CCS vil det være behov for kraftlinje.

2.4.4 Elektrolyse → kompresjon → (container)transport vei/sjø → regional bruk/eksport

Hydrogen produsert ved hjelp av elektrolyse kan komprimeres og transporteres i containere enten på vei/bane eller sjø. Transport i containere har lav energitetthet, noe som gir høy transportkostnad per energienhet for lange avstander. For kortere avstander kan fordelene ved fleksibel transport gjøre at man kan betjene etterspørsel hvor det ikke er muligheter for lokal produksjon som havner, flyplasser, fyllestasjoner og anlegg. Containere støtter i prinsippet multimodal transport (sjø, vei, bane), men mangler på regulering som samsvarer med hverandre hindrer dette i dag. Regional bruk for mindre til mellomstore forbrukere krever koordinering mellom aktører på grunn av krav til infrastruktur og lager. Bruk av containere krever enten eget bufferlager eller ekstra containere som kan fungere som buffer. Containere er best egnet for mindre volumer, da store volumer krever relativt store arealer for lagring og innebærer operasjon av større logistikk-system for håndtering av mange containere. Eksport til andre regioner eller land kan være aktuelt med containere for mindre volumer fra regioner med tilgang på rimelig kraft.

Selve transporten vil for lange avstander og store volumer gi stort bidrag til LCOH sammenlignet med alternativer.

Viktigste konkurrenter/alternativer for denne verdikjeden er:

- Direkte elektrifisering via nettilkobling/kabler
- Ammoniakk som har høyere energitetthet
- Flytende hydrogen
- LOHC

2.4.5 Naturgassreforming → flytendegjøring → Sjø → Industri (Norge/Europa/Globalt)

For større volumer av hydrogen hvor avstanden mellom produksjon og forbruk er stor, kan hydrogen fra naturgassreforming med karbonfangst og lagring flytendegjøres nær produksjonen og transporteres i skip. Flytendegjøring krever omfattende anlegg med store investeringer, noe som krever store produksjonsvolumer og dermed er mindre aktuelt for hydrogen fra elektrolyse enn fra naturgassreforming.

Flytendegjort hydrogen er mest aktuelt i større skala, og for store avstander, men har høyere transportkostnader enn rørtransport for avstander tilsvarende de som betjenes av rør for naturgass i dag. Til gjengjeld er skipsfrakt mer fleksibelt og muliggjør frakt over svært lange avstander og til ulike geografiske destinasjoner, og kan bidra til å gjøre

hydrogen til en global råvare. Flytendegjort hydrogen kan dermed være aktuelt for større avstander internt i Norge, eller for eksport til Europa, UK eller andre destinasjoner. På grunn av boil-off fra lagrings-tankene taper man noe hydrogen under transporten. Typisk vil det trenge lager i forbindelse med flytendegjøring.

For produksjon av hydrogen fra naturgass med lave utslipp er det behov for infrastruktur for fangst og lagring av CO₂.

En ulempe for eksport av flytendegjort hydrogen er at teknologien i relevant stor skala er forholdsvis umoden, og det finnes ikke kommersielle flytende hydrogenskip tilgjengelig. Av de mest aktuelle konkurrenter eller alternativer til denne verdikjeden er:

- Ammoniakk mest aktuelt (høy energitetthet og etablert verdikjede)
- LOHC (lav energitetthet, mer umoden teknologi)
- LNG (etablert verdikjede, men ikke utslippsfritt, reformering av NG med CCS ved importhavn mulig)

2.4.6 Naturgassreforming → kompresjon → rørtransport → Eksport (EU/UK)

Naturgassreforming med karbonfangst og lagring krever store anlegg og tilhørende investeringer. Det er dermed mest aktuelt for eksport av hydrogen fra Norge, siden volumene som etterspørres i Norge vil være relativt begrensede. Transport av hydrogen i rør krever også omfattende anlegg og investeringer, men gir best skalaøkonomi og er trolig det eneste aktuelle alternativet for storskala eksport av hydrogen til EU og UK. Eksport via rørledninger gir derimot mindre fleksibilitet fordi eksportmulighetene bindes til infrastrukturen for eksport. Kombinasjonen av store investeringer og mindre fleksibilitet enn skipstransport gjør at langsiktige kontrakter vil være nødvendig for å utløse utbygging.

Dersom det investeres i infrastruktur for reformering av naturgass i stor skala og eksport via rør kan denne rørkapasiteten potensielt også benyttes for eksport av hydrogen fra elektrolyse. Hydrogen fra reformering kan potensielt også tilbys på det norske markedet, muligens til lavere pris enn fra elektrolyse, selv om volumene ikke er tilstrekkelige til å utløse investeringer isolert. Dette avhenger også av hvorvidt anlegg for naturgassreforming tilrettelegges for å betjene lokal etterspørsel. Reformering av naturgass med karbonfangst og lagring innebærer også et ikke ubetydelig kraftbehov som også må hensyntas ved planlegging av eventuell utbygging.

Gjenbruk av rør bygget for transport av naturgass til hydrogen trekkes ofte frem som et alternativ med lave

kostnader, men dette er fremdeles umoden teknologi og det er behov for videre forskning og utvikling, samt utvikling av regulering og etablering av standarder. Det pågår for tiden arbeid for å vurdere mulighetene, som blant annet avhenger av tilstanden på rørledningene, hvor høyt trykk de kan opereres under, og hvilke konsekvenser trykksatt hydrogen får for levetid og kostnader til drift og vedlikehold. Gjenbruk av rør til transport av hydrogen fordrer også at det er ledig eksportkapasitet i disse rørene, noe som ikke er tilfelle i dag da de fremdeles brukes til eksport av naturgass. Det er koordineringsbehov for større infrastruktur som rør for eksport, men denne koordineringen kan håndteres gjennom Gassco som allerede har en slik rolle for infrastrukturen for eksport av naturgass, og dette arbeidet er også i gang allerede.

Viktige konkurrenter eller alternativer til reformering av naturgass med karbonfangst og lagring er:

- Eksport av naturgass (høy pris/etterspørsel på kort sikt, forventet redusert etterspørsel)
- Eksport av naturgass + import av CO₂
- Produsere elektrisitet fra naturgass med CCS for eksport
- EU kan bli selvforsynt med hydrogen eller importere fra konkurrenter til Norge (UK, Afrika, muligens USA)

En viktig usikkerhet rundt både eksport av naturgass og hydrogen fra naturgass er den politiske villigheten til å akseptere slik import til EU. Store investeringer, lange tidshorisonter og politisk usikkerhet tilsier at det kreves både kommersiell interesse, langsiktige kontrakter og politisk enighet mellom Norge og land i EU (for eksempel videre formalisering av intensjoner mellom Norge og Tyskland).

2.4.7 Oppsummering med noen regneeksempler

Den enkelte verdikjede må vurderes i detalj med tanke på risiko, kostnader og inntekspotensial, og resultatet vil avhenge av hvilken energikilde man legger til grunn, hva som er tilgjengelige alternativer for det konkrete prosjektet, og ikke minst av kostnader knyttet til energi. Likevel vil vi her presentere noen forenklete regneeksempler som kan bidra til å illustrere forskjeller mellom noen sentrale verdikjeder.

Eksempelet tar utgangspunkt i et tenkt industriprosjekt med behov for jevnt forbruk av 100 tonn hydrogen per dag. For dette eksempelet legger vi til grunn at energien kommer fra egen (vertikalt integrert) vindkraft uten andre eksportmuligheter over strømmettet. Hydrogenet produseres utslippsfritt ved hjelp av PEM-elektrolyser.

Med en samlet hydrogenkostnad på 6 euro per kg vurderer vi to alternative verdikjeder for hydrogenet:

1. Lokal produksjon med lager for perioder med lite vind.
2. Hydrogenet fraktes komprimert i containere på skip.

Alternativ 1: Lokal produksjon og bruk:

Vi antar at det etableres en fjellhall for undergrunnslagring (Lined Rock Caverns, LRC) tilsvarende 14 dagers hydrogenforbruk for å sikre mot perioder med lite vind (1400 tonn). Driftsskostnaden vil avhenge av og driftsmønster, men vi antar en årlig kostnad på 1,03 euro per kg installert lagerkapasitet inkludert investeringer og installasjon. I dette tilfellet vil lagerkostnaden utgjøre under 1 prosent av den totale hydrogenkostnaden (energi + elektrolyse + lager).

Alternativ 2: Containertransport

Transportkostnaden øker med avstand, men i all hovedsak ligger den anslagsvis mellom 6-15 kroner per kg. For eksempelet legger vi til grunn avstand på 100 km og en transportkostnad på 6,5 kroner per kg for containere på skip. Vi antar det er behov for 400 containere totalt for å dekke behov for lager i begge havner. For dette eksempelet utgjør selve transporten i underkant av 10 prosent av den totale hydrogenkostnaden (energi + elektrolyse + transport + containere), selve containerne i overkant av 3 prosent av den totale hydrogenkostnaden.

Tabell 2-15: Kostnadseksempel transport

		Lokal produksjon og bruk	Container- transport
Produksjon hydrogen	Mill. euro	219	219
	Andel av total	99 %	87 %
Transport	Mill. euro	0	24
	Andel av total	0 %	9 %
Lager	Mill. euro	1	9
	Andel av total	1 %	3 %
Totalt	Mill. euro	221	251

Eksemplene illustrerer at det vil være gunstig med lokal produksjon med lager der forholdene ligger til rette for det. Transport gir som vi ser et betydelig påslag i kostnaden. Merk likevel at i begge eksemplene over dominerer kostnaden til produksjon av hydrogen, som igjen domineres av kostnad for energi.

3. Eksportmuligheter for norsk hydrogen

Per 2021 var verdens samlede hydrogenetterspørsel på 94 millioner tonn¹¹², mens i EU ligger det totale forbruket av grått hydrogen i dag på 8,6 millioner tonn per år. Spennet for forventet etterspørsel i 2030 er stort. Ifølge IEA må den globale etterspørselen øke til 180 millioner tonn innen 2030 for å opprettholde deres netto null scenario for 2050, hvorav halvparten av dette vil være blått eller grønt hydrogen¹¹³. Realismen i slike volumer vil i stor grad avhenge av rammebetingelser og virkemiddelbruk i de viktige industrilandene.

EU har konkrete mål for både import og forbruk av hydrogen. I kjølvannet av krig i Ukraina og sanksjoner mot Russland, har hydrogen også fått økt oppmerksomhet og en mer sentral rolle i EUs planer for avkarbonisering. Målet for det samlede hydrogenmarkedet i EU i 2030 er oppjustert til 20 millioner tonn gjennom REPowerEU, hvorav 10 millioner tonn skal importeres. Dette utgjør en økning på 13 millioner tonn fra det opprinnelige målet på 7 millioner tonn utslippsfritt hydrogen, som var målet i Fit for 55. Den forventede veksten i EUs hydrogenetterspørsel skyldes kombinasjonen av klimakrisen og energikrisen, der behovet for å gjøre

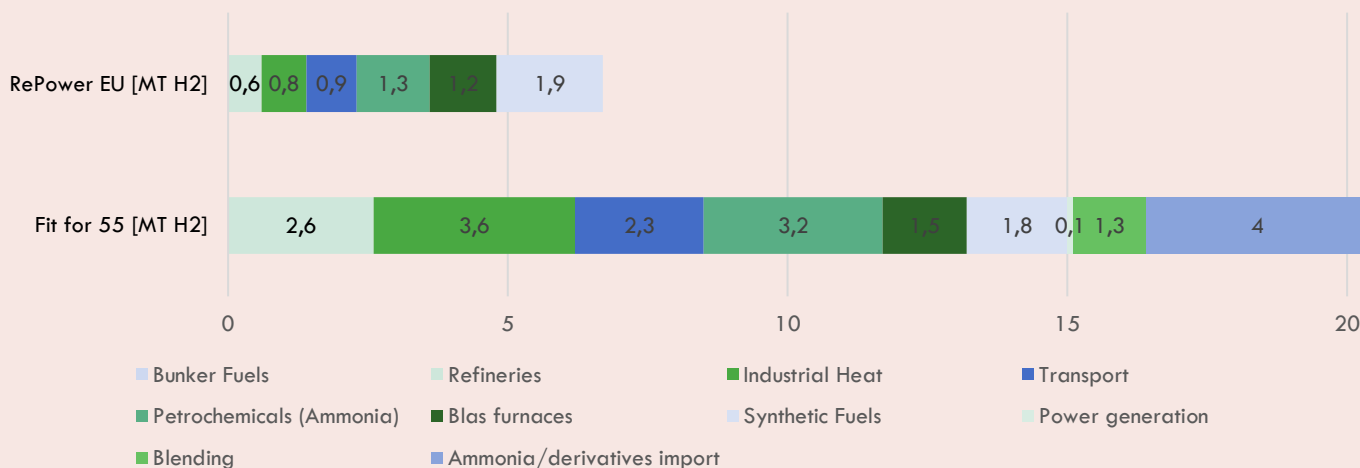
seg uavhengig av russisk gass er en viktig driver. Fokuset på egenprodusert grønt hydrogen er drevet av ønske om å øke selvforsyningsgraden samt å styrke europeisk industris konkurranseevne i den grønne omstillingen.

Eksport av hydrogen fra Norge til Europa er en av markedsmulighetene for norske hydrogenverdikjeder. Muligheten for eksport bygger på tilgang på tilstrekkelig mengder energi, både i form av naturgass og elektrisk kraft i Norge, for å kunne eksportere hhv. blått og grønt hydrogen til EU, Storbritannia og andre deler av verden. Potensialet for eksport av hydrogen vil dermed påvirkes både av tilgang på fornybar kraft i et stadig mer presset norsk kraftmarked, og av europeiske lands etterspørsel etter naturgass og hydrogen.

Import til EU

EU-kommisjonen presenterer Nordsjøen som en av flere store importkorridorer for hydrogen i Europa i fremtiden.¹¹⁴ Per 2022 er energisituasjonen i Europa sterkt påvirket av Russlands invasjon i Ukraina, og EU-kommisjonen ønsker derfor å fase ut import av russiske fossile brenslere. På bakgrunn av dette ble planen «REPowerEU» etablert, der det årlige

Figur 3-1: Estimert forbruk av hydrogen i EU basert på EUs målsetninger satt i «Fit for 55» og «RePowerEU».



Kilde: EU-kommisjonen

¹¹² Kilde: IEA, <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/hydrogen>, 06/12-22

¹¹³ IEAs nullutslippsscenario for 2030, <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-hydrogen-demand-by-production-technology-in-the-net-zero-scenario-2020-2030>.

¹¹⁴ <https://www.stortinget.no/no/Hva-skjer-pa-Stortinget/EU-EOS-informasjon/EU-EOS-nytt/2022/eueos-nytt---25.-mai-2022/norge-og-eus-nye-strategi-for-energisamarbeid/>, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qa_nda_22_3132

produksjonsmålet for fornybart hydrogen økes til 10 millioner tonn i EU, i tillegg til at det settes et nytt mål om å importere 10 millioner tonn innen 2030¹¹⁵. Inkludert i dette er EUs ambisiøse mål om å installere 40 GW med elektrolysekapasitet innen 2030¹¹⁶.

Import av hydrogen til EU baserer seg på fem hovedkorridorer. Figur 3-2 viser en illustrasjon over disse korridorene utviklet av European Hydrogen Backbone. Norge og Storbritannia utgjør korridor C Nordsjøbassenget, med eksport av både grønt og blått hydrogen via skip og rørledning. Basert på forventet etterspørsel, transportavstand og transportmetoder, forventes det at de primære handelspartnerne for norsk hydrogeneksport vil være Danmark, Sverige, Tyskland, Nederland og Belgia. I tillegg til disse er Polen og Frankrike potensielle kunder, mens Storbritannia kan være både importør og konkurrerende eksportør.

I tråd med EUs strategi har følgende land også presentert sine hydrogenstrategier mot 2030: Danmark har et mål om å installere 4 til 6 GW elektrolyse, Sverige har mål om 5 GW, Tyskland 10 GW, Nederland 4 GW, Frankrike 6,5 GW og Polen 2 GW. I tillegg har Belgia mål om 150 MW innen 2026. Dersom disse målene nås vil man dekke i underkant av 85 prosent av målsettingen for installert elektrolysekapasitet i EU i 2030.

Storbritannia har også et uttalt mål om 5 GW kapasitet for lavutslipp hydrogen, som omfatter både grønt og blått hydrogen. Tabell 3-1 gir en oversikt over målsetting for installert elektrolysekapasitet og import/eksport i 2030 for landene som er definert som aktuelle handelspartnerne for Norge.

Høy hydrogenetterspørsel, et stort antall industrielle aktiviteter, definerte utslippsmål og en eksisterende infrastruktur for gass gjør at Nordvest-Europa har gode muligheter for å utvikle et robust hydrogenmarked med industrien som springbrett. I tillegg finner man en rekke industrielle havner som kan bli knutepunkt for hydrogenhandel i regionen. Nederland og Tyskland har store industrier for raffinerier og ammoniakk, og står for mer enn 60 prosent av hydrogenetterspørselen i Nordvest-Europa¹¹⁷. Totalt brukes det 6,3 millioner tonn hydrogen fra fossile kilder i denne regionen årlig,

tilsvarende 73 prosent av dagens europeiske forbruk og hele 5 prosent av verdens hydrogenetterspørsel.

Tabell 3-1: Målene for elektrolysekapasitet, import og eksportmålene for EU og aktuelle handelspartnerne for norsk hydrogeneksport

	Målsetting elektrolyse i 2030 [GW]	Import målsetting [TWh]	Eksport målsetting
EU	40	333	0
Danmark	4-6	-	Vil eksportere
Sverige	5	-	Forventet eksport
Stor-britannia	5 ¹¹⁸	I.T.	96 TWh (Scotland)
Nederland	3-4	22	-
Tyskland	10	76 – 96	0
Belgia	0,14 ¹¹⁹	100-165 / 350 ¹²⁰	185-250 TWh ¹²¹
Frankrike	6,5	I.T.	I.T.
Polen	2	I.T.	I.T.

Note: I.T. betyr her at data ikke er tilgjengelig. Målsettingene for import er her angitt i TWh, basert på nedre brennverdi (LHV) for hydrogen (33,3 kWh/kg). 333 TWh tilsvarer da 10 Mill. tonn H₂.

Hydrogenhandel over landegrenser vil i stor grad bli styrt av innlands etterspørsel. Industrinasjoner som Tyskland, Nederland og til dels Frankrike vil mest sannsynlig være avhengig av å importere hydrogen når hydrogenetterspørselen øker for å kunne dekke sitt behov. Belgia på sin side har lite tilgang til fornybar energi og et lite landareal og vil også være avhengig av energiimport¹¹⁷.

Land som Norge, Sverige og Danmark vil ha stort potensial for å produsere mer hydrogen enn eget forbruk. Norge har rik tilgang på fornybar vannkraft, i tillegg til at vi kan utnytte naturgassressursene til å produsere blått hydrogen med karbonfangst og lagring i reservoarer. Danmark kan med sine vindressurser og geografiske beliggenhet også bli et viktig knutepunkt som knytter Skandinavia og

¹¹⁵ REPOWER EU

https://iea.blob.core.windows.net/assets/c1ca97d1-1b30-4114-8e81-1c1d9c43fcbe/Output3WorkshopSummary_Hydrogentrade_30June2022.pdf

¹¹⁶ Hydrogenstrategier: EU <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0301&from=EN>

¹¹⁷ IEA (2022) Hydrogen in North Western Europe [https://iea.blob.core.windows.net/assets/ccbc3b01-7403-](https://iea.blob.core.windows.net/assets/ccbc3b01-7403-4c15-90a2-af11dfb92c62/Hydrogen_in_North_Western_Europe.pdf)

[4c15-90a2-af11dfb92c62/Hydrogen_in_North_Western_Europe.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/ccbc3b01-7403-4c15-90a2-af11dfb92c62/Hydrogen_in_North_Western_Europe.pdf)

¹¹⁸ Storbritannia snakker om lavkarbon hydrogen i sin strategi, som også inkluderer blått hydrogen.

¹¹⁹ Elektrolysekapasitet i 2026

¹²⁰ 100-165 TWh for å dekke innlands etterspørsel, 350 TWh for å dekke videretransport av hydrogen i tillegg til innlands etterspørsel.

¹²¹ Videretransport av hydrogen som importeres til Belgia, som har mål om å bli en importthub.

Nordsjølandene sammen. De er imidlertid avhengig av at hydrogenmarkedet etableres i nabolandene for å ha et eksportmarked.

I januar 2023 annonserte Equinor og RWE en intensjonsavtale om samarbeid om eksport av hydrogen fra Norge til Tyskland via hydrogenrørledning. Etter planen skal Equinor forsyne hydrogenklare gasskraftverk og industri i Tyskland med både blått og grønt hydrogen. Selv om intensjonsavtalen hverken er bindende eller utfyllende, er det et viktig signal om at hydrogen sees på som et reelt alternativ til naturgass, i tillegg til at det vil bli en aksept for blått hydrogen i den tyske energimiksen, og dermed også i EU.

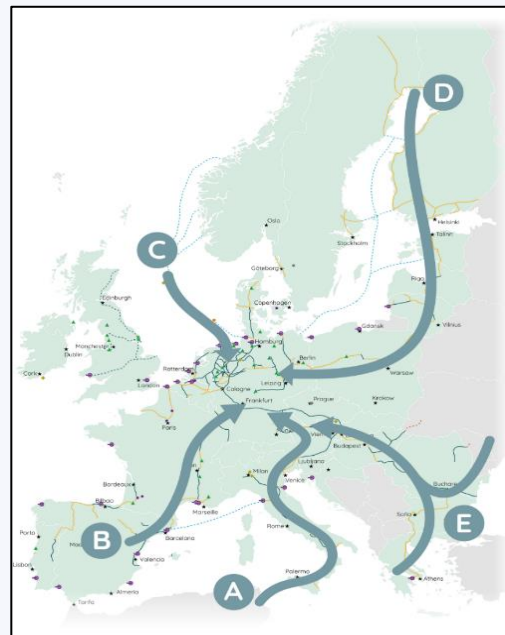
Gassco utreder også muligheten for et eget eksportrør for hydrogen fra Norge til Tyskland med en totalkapasitet på 18 GW hydrogen-gass. Med maksimal leveranse gjennom dette røret vil man kunne levere 4 millioner tonn hydrogen årlig, tilsvarende 130-150 TWh. Dette tilsvarer hele den årlige norske kraftproduksjonen, og realistisk sett vil eksporten derfor primært bestå av blått hydrogen produsert fra naturgass. På lengre sikt, i takt med utbygging av havvind og tilhørende hydrogenproduksjon, vil grønt hydrogen kunne fases inn i denne energieksporten. Røret er ifølge Gassco utgangspunktet prosjektert med overkapasitet på 30 prosent utover planlagte prosjekter for blått hydrogen i Norge, og vil dermed også kunne brukes for transport av hydrogen fra andre prosjekter langs rørledningsruten i tillegg.

3.1.1 Et dynamisk energimarked har effekt på hydrogenmarkedet

Selv om gjennomgangen i kapittel 2.3 viser at det er betydelig potensial for bruk av hydrogen i Norge, er likevel volumene svært små sammenlignet med de volumene som indikeres i EU. Det er således eksport av hydrogen som i særlig grad vil være en driver for storskala produksjon av hydrogen i Norge. Det er svært usikkert hvor mye, om noe, hydrogen som vil eksporteres fra Norge til Europa både i 2030 og lenger frem i tid. Usikkerheten er til dels politisk, gjennom at bruken av hydrogen vil drives av økte kostnader for utslipp av klimagasser og/eller støtteordninger, og gjennom at tilgang til energi, enten det er naturgass eller fornybar kraft, i stor grad avhenger av politiske beslutninger. Politiske beslutninger i EU og Norge vil være særlig avgjørende, men også politikken hos potensielt konkurrerende produsenter som Storbritannia, USA, land i Midtøsten og Nord-Afrika vil spille inn på konkurransedyktigheten til norsk hydrogen og hydrogenderivater. En særlig usikkerhet nå i 2023 er knyttet til krigføringen i Ukraina, og Russlands eventuelle fremtidige tilgang til europeiske markeder, som leverandør av naturgass eller hydrogen.

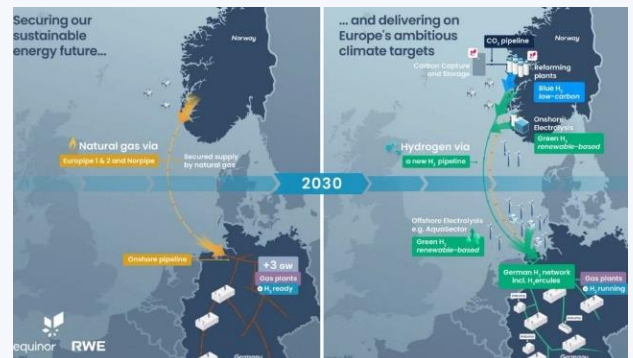
Inflation Reduction Act (IRA) som ble innført i USA i 2022 som subsidiering av grønne prosjekter er et eksempel på en politisk beslutning som gjør amerikansk industri svært konkurransedyktig. Dette gir virkninger for Norges muligheter til å eksportere hydrogen på to måter: USA kan eksportere konkurransedyktig hydrogen, særlig i form av ammoniakk, siden dette er en mer energitett bærer av hydrogen og effektivt kan transporteres over lange avstander. IRA kan også medvirke til at industri som er forbrukere av hydrogen flyttes fra Europa til USA

Figur 3-2: European Hydrogen Backbone illustrasjon av mulige importruter for hydrogen til EU.



Kilde: Hydrogen Backbone

Figur 3-3: Equinor og RWEs planlagte samarbeid om hydrogen og naturgass forutsetter opprettelse av ny rørledning for hydrogentransport og omstilling av gasskraftverk til hydrogenkraftverk.



Kilde: Equinor

eller fra Norge til USA, siden globale industriaktører historisk har hatt en sterk tendens til å følge gunstige incentivordninger. En slik flytting av industri fra Norges nære eksportmarkeder i Europa til USA vil fjerne store deler av norske eksportmuligheter. Tungindustri i Tyskland er et av de største potensielle markedene for hydrogen (fra Norge), og vil være dimensjonerende for behovet blant de nordlige EU-landene. Effekten av IRA er enda usikker, og det gjenstår også å se hvordan EU vil reagere med eventuelle motsvar i form av nye politiske beslutninger, men man kan i hovedsak se for seg følgende utfall:

1. IRA gjør ammoniakk produsert i USA konkurransedyktig med ammoniakk produsert i Europa. I stedet for å eksportere energi i form av LNG eksporteres ammoniakk. Norge vil fremdeles levere gass og hydrogen i ren form, men til et mindre marked.
2. Deler av tungindustrien flagger ut/forflyttes til USA på kort til middels sikt og fører til at hydrogenmarkedet i Europa reduseres, og dermed også det potensielle eksportmarkedet for norsk hydrogen. Det blir mindre grad av energiknapphet i Tyskland, lavere press på strømpriser og dermed mer økonomisk å elektrifisere eller produsere hydrogen i EU, som igjen kan svekke konkurransefortrinnet til Norge som ligger an til å få et energiunderskudd fra 2027.
3. EU innfører politikk som motvirker effekten av IRA, industrien forblir i EU og det vil fremdeles være energiknapphet og behov for både gass, hydrogen og fornybar kraft fra Norge.

Per mars 2023 ser man allerede tendenser til at nye industriinvesteringer trekker mot USA, særlig for nyetablering av ammoniakkanlegg.

En annen politisk beslutning som vil kunne ha stor påvirkning på norsk hydrogeneksport er i hvilken grad det vil bli aksept for blått hydrogen i EUs taksonomi og direktiver. Hydrogen produsert fra norsk naturgass er en nødvendig forutsetning for storskala eksport fra Norge. I februar 2023 kom EUs forslag til første og andre Delegated Act som presiserer kravene til såkalt «fornybart hydrogen»¹²². Blått hydrogen eller lavutslippshydrogen er enn så lenge unntatt, og vil adresseres i en egen delegated act innen utgangen av 2024, men er estimert å ligge under terskelverdien for CO₂-utslipp per kg hydrogen.

I en turbulent energisituasjon er Norge en stabil partner for forsyning av naturgass til EU. I et fremtidig hydrogenmarked ser Norge ut til å kunne være den eksportøren til EU som i størst grad bidrar til å

balansere energitrilemmaet; energisikkerhet, tilgang på bærekraftig energi og tilgang på energi til en akseptabel pris, sammenlignet med konkurrerende områder i Nord-Afrika, Midtøsten og USA. Samtidig er det usikkert om EU i et tiårs perspektiv har råd til å fase ut norsk gass til fordel for hydrogen. Avhengigheten av norsk gass er forsterket i et energisikkerhetsperspektiv.

Et alternativ til leveranse av norskprodusert blått hydrogen til EU kan være å fortsatt eksportere naturgass til EU, med produksjon av blått hydrogen lokalt i EU og eksport av CO₂ tilbake til Norge for lagring på norsk sokkel. I parallell med mulighetene for eksport av blått hydrogen arbeider flere selskaper med å opprette CO₂ verdikjeder som kan frakte CO₂ fra kontinental-Europa til Norge, for sikker lagring på norsk sokkel. Her ser blant annet Equinor og Wintershall Dea på mulighetene for en CO₂ rørledning mellom Tyskland og Norge for frakt av 30-40 millioner tonn CO₂ per år.

På grunn av EUs begrensede tilgang på kraft og naturgass etter sanksjoner mot Russland, kan det bli en mer presset situasjon om norsk naturgass skal erstattes med hydrogen i energimiksen på kort sikt, ettersom det er et energitap på ca 23 prosent i produksjon av blått hydrogen. Dette kan virke som en forsinkende faktor på etableringen av norsk blå hydrogeneksport, og et fremtidig «energioverskudd» i Europa vil avhenge av videre utbygging av fornybar kraft, import av LNG og energieffektivisering.

Oppsummert er det særlig tre forhold som påvirker Norges potensielle rolle som hydrogeneksportør til EU:

- Attraktiviteten til hydrogen som avkarboniseringstiltak, som igjen er tett knyttet til pris og tilgang på andre energikilder. Et viktig element er pris på innsatsfaktorene, gass og elektrisitet. I en situasjon med energiknapphet i EU og behov for import av LNG vil marginalprisen for gass settes av LNG import. Dette gir høyere gasspriser, som igjen vil bidra til å presse prisene på både elektrisitet og hydrogen oppover.
- Med den tette knytningen mellom kraftpris og gasspris i Europa vil også kraftprisen påvirkes av LNG import i dagens situasjon. Kraftpris-påvirkningen fra EU til Sør-Norge vil potensielt gjøre hydrogen produsert i NO1 og NO2 mindre konkurransedyktig på kort sikt, spesielt sammenlignet med andre avkarboniseringstiltak. Forsøket fra EU-kommisjonen på å frikoble gass- og kraftpriser gjennom å sette en makspris på gassimport kan påvirke denne effekten.

¹²² Delegated regulation on Union methodology for RFNBOs, European Commission,

https://energy.ec.europa.eu/delegated-regulation-union-methodology-rfnbos_en, [accessed 05/03/23]

- Med energiknapphet vil kraftmarkedet i Europa være sterkt inelastisk. I en slik situasjon vil også selve produksjonen av grønt hydrogen kunne bidra til å øke kraftprisene gjennom økt forbruk.

Totalt sett er energisituasjonen i Europa vanskelig å forutse på kort sikt og sterkt avhengig av tilgang på mer energi, aller helst med lave utslipp. I en situasjon med energiknapphet vil naturgassen kunne ha en større avkarboniseringseffekt som erstatning for kull, og man slipper energitapet ved konvertering til hydrogen. På lengre sikt vil utslippskutt også for naturgass ha økende viktighet og Norge kan være en god og stabil partner for EU, der Norge produserer hydrogen som kan bidra til energisikkerhet, akseptable priser og lave utslipp.

4. Fortrinn og utfordringer for norske bidrag i verdikjeder for hydrogen

Norge kan ha en rekke ulike roller i verdikjeder for hydrogen. Norske virksomheter kan være brukere av hydrogen, det kan produseres hydrogen i Norge, enten det er grønt eller blått, og Norge kan være leverandør av innsatsfaktorer for hydrogenproduksjon og -bruk, enten det er i form av teknologi, naturgass, fornybar kraft eller kompetanse. I dette kapitlet vurderer vi hva som er Norges fortrinn, og dermed legger til rette for norske bidrag i verdikjeder for hydrogen.

4.1 Hva menes med fortrinn?

Fortrinn brukes i denne sammenheng for å beskrive forhold som kan gi virksomheter lokalisert i Norge en konkurransefordel i et internasjonalt marked. Utfordringer brukes for å omtale det motsatte: en virksomhet i Norge vil ha utfordringer med å konkurrere i et internasjonalt marked på grunn av forhold ved Norge som lokalisering.

I økonomisk teori brukes begrepene absolutte fortrinn og komparative fortrinn (se blant annet David Ricardo). Når vi her omtaler fortrinn, er det absolutte fortrinn det er snakk om; Norge skal ha bedre forutsetninger enn andre land. Det kan likevel tenkes at Norge vil tjene på å bedrive virksomhet der vi ikke har absolutte fortrinn, slik teorien om komparative fortrinn postulerer.

Det er ikke opplagt at virksomheter lokalisert i Norge må ha bedre forutsetninger enn virksomheter lokalisert i alle andre land i verden for at det skal ligge til rette for god norsk konkurranseevne i et marked. Det finnes internasjonale markeder som er begrenset til virksomheter i et fåtall land, enten på grunn av politisk bestemte handelsbarrierer eller på grunn av høye transportkostnader. Når vi ser på verdikjeder for hydrogen, har vi primært fokus på det europeiske markedet. Vi vil diskutere hvorvidt nærhet til markedet er viktig for de ulike delene av verdikjeden, og dermed forsøke å definere hvilke land Norge bør sammenlignes med når det gjøres en vurdering av fortrinn og utfordringer.

I dette kapitlet gjennomgår vi norske fortrinn og utfordringer for de enkelte innsatsfaktorer i hydrogenproduksjonen, det vil si:

- Fornybar kraft
- Vann
- Naturgass
- Karbonfangst og lagring
- Teknologi

- Kompetanse og arbeidskraft
- Areal
- Infrastruktur

Deretter vurderer vi om det ligger best til rette for norsk eksport av disse innsatsfaktorene til produksjon av hydrogen i annet land, eller for innenlandsk hydrogenproduksjon. I denne drøftelsen vil vi legge vekt på nærhet til markedet og forhold ved transport.

4.2 Innsatsfaktorer for produksjon av hydrogen

4.2.1 Fornybar kraft

Fornybar kraft er den viktigste innsatsfaktoren i produksjon av grønt hydrogen. Fornybar kraft kan også være en viktig innsatsfaktor ved fangst av CO₂ i forbindelse med produksjon av blått hydrogen. At kraften er produsert fra fornybare energikilder (vann, vind og sol) er en forutsetning for at man kan kalle hydrogenproduksjonen grønn. Norge har naturgitte forutsetninger for produksjon av fornybar kraft, særlig vannkraft, og det gir seg blant annet uttrykk i at elektrisk strøm er blant de ti produktene Norge eksporterte mest av i 2021 og 2022, målt i verdi (SSB tabell 08809). Høy eksportverdi disse årene skyldes høye strømpriser, og forventes også å gjelde for 2023. Eksporten av kraft begrenses av den til enhver tid eksisterende nettkapasiteten mellom Norge og andre land.

Utviklingen i kraftproduksjon, kraftforbruk, overføringskapasitet (nettkapasitet) og kraftpriser frem mot 2030 og 2040 vil ha betydning for norsk deltagelse i verdikjeder for hydrogen.

Kraftbehov ved produksjon av grønt hydrogen

Det er typisk behov for mellom 50 og 55 kWh elektrisitet for å produsere en kilo hydrogengass med et energiinnhold på 33 kWh (NVE, 2019a). I Norge produseres og forbrukes det årlig rundt 225 000 tonn hydrogen som integrerte steg i ammoniakkproduksjon på Herøya og i metanolproduksjon på Tjeldbergodden. For å produsere tilsvarende mengde grønt hydrogen vil det kreve et kraftforbruk på om lag 11 TWh. 11 TWh tilsvarer nesten 10 prosent av norsk kraftproduksjon. Kraftbehovet knyttet til norsk hydrogenproduksjon diskuteres nærmere i kapittel 5, der det blant annet fremgår at det vil medgå store mengder kraft dersom Norge skal forsyne EU med store deler av EUs hydrogenbehov, og dette skal baseres på grønt hydrogen.

Kraftbehov ved produksjon av blått hydrogen

Det er et stort energibehov knyttet til aminteknologi for å fange CO₂. Typisk for slik teknologi er et energiforbruk på 0,7-0,8 kWh/kg fanget CO₂ (Fortum Oslo Varme, 2021). Deler av energibehovet kan dekket med overskuddsvarme fra hydrogenproduksjonen, men det vil ofte ikke være tilstrekkelig. Også omdanning av og oppbevaring av hydrogen kan være kraftkrevende.

Kraftproduksjon

I tråd med økt etterspørsel etter kraft er det forventet en økning i kraftproduksjonen. Det er forventet at mye av økningen i kraftproduksjon vil komme fra vannkraft, og etter hvert også havvind fra 2030. NVEs prognose fra 2021 for økning i kraftproduksjonen i Norge viser en jevn økning i vannkraft, landbasert vind og havvind fra 2030, og noe ny solkraft allerede fra 2025. Til sammen estimerer NVE at kraftproduksjonen vil øke fra 157 TWh i 2021 til 185 TWh i 2040 (NVE, 2021).

Konsesjonsbehandling av landbasert vindkraft ble stanset i 2019, og det er derfor ikke forventet noen økning i vindkraftproduksjon de nærmeste årene (Fosen-saken kan også medføre at det blir redusert vindkraftproduksjon på kort sikt). I april 2022 meldte OED at konsesjonsbehandlingen kan starte opp igjen, under forutsetning av vertskommunenes samtykke (Olje- og energidepartementet, 2022a). I statsbudsjettet for 2023 er det også foreslått å innføre grunnrentebeskatning på vindkraft, der en del av inntektene vil gå til vertskommunene. Det kan derfor ventes at prosessen med konsesjonsbehandling og videre utbygging av vindkraft på land tar seg opp igjen i årene fremover.

Havvind har vært et satsningsområde for økt fremtidig kraftproduksjon. I 2020 ble det åpnet for å søke konsesjon for utbygging av havvind på to områder i Norge, Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II, og i 2021 ble rammene for tildelingen satt. Regjeringen legger til rette for å realisere de første 1 500 MW fra Sørlege Nordsjø II med tilknytning til Norge, mens det skal vurderes om hybridkabler til Europa skal brukes for hver av de senere utlysningene (Olje- og energidepartementet, 2022b). I mai 2022 lanserte regjeringen en storstilt satsing på havvind med ambisjoner om at havvindproduksjon i Norge skal bli på størrelse med dagens totale kraftproduksjon. Innen 2040 er det ambisjoner om at det er tildelt områder for 30 000 MW produksjon og om lag 1 500 havvindmøller.

NVEs prognose legger til grunn produksjonsvekst i hele landet. Den største veksten kommer i NO1 og NO2 (Sør- og Øst-Norge), mens økningen er lavere i Midt- og Nord-Norge. Deler av den kraftige veksten i Sør-

Norge vil komme som følge av en storstilt utbygging av havvind.

Økt innslag av variabel vind- og solkraftproduksjon er forventet å gi større svingninger i krafttilførselen. Dette kan føre til et større behov for lagringskapasitet, enten i batterier eller andre energibærere. Når det blåser mye er det mulig å lagre overskuddskraften i batterier, eller produsere andre energibærere som hydrogen og ammoniakk. Videre kan batteriene føre strøm tilbake i kraftsystemet når det blåser lite, eller hydrogen kan brukes som en fleksibel energibærer. Etablering av pumpekraftverk, der vann pumpes opp igjen i magasiner, er også et tiltak som vil gi samme funksjonalitet som et batteri.

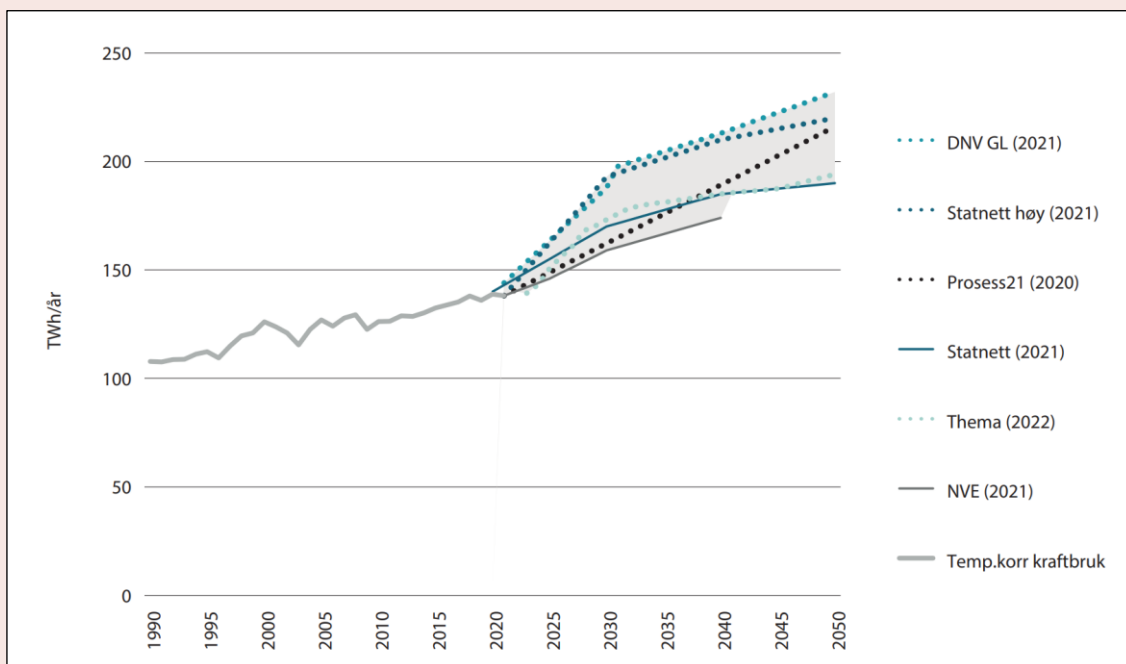
Kraftforbruk

Mange faktorer bidrar til økt etterspørsel og forbruk av kraft. Som et tiltak for å redusere klimagassutslipp skal en rekke aktiviteter elektrifiseres for å redusere forbruk av fossile drivstoff og innsatsfaktorer. Dette gjelder blant annet transportsektoren med overgang til el-biler, elektrifisering av industriprosesser og planlagt elektrifisering av sokkelen. Elektrifisering av alle disse bransjene er forventet å gi en kraftig vekst i kraftforbruket. Det er også planlagt mye ny kraftkrevende næringsvirksomhet i Norge fremover, som batterifabrikker og datasentre. I tillegg kan befolkningsvekst bidra til økt forbruk, og urbanisering kan bidra til at forbruket i byene øker ytterligere.

NVE anslo i 2021 at kraftforbruket i Norge vil øke fra 138 TWh til 174 TWh i 2040 (NVE, 2021). Andre prognoser for utviklingen i kraftbehovet fremover viser alle en markant økning i kraftbehovet, jf. Figur 4-1 (NOU, 2023:3). Forventet økning i kraftbehovet er knyttet til planer om elektrifisering og etablering av ny industri. Det er stor usikkerhet i anslagene (NOU, 2023:3).

Som figuren viser, ligger alle de øvrige anslagene for forbruk av kraft over NVEs prognose for produksjon i 2040 (185 TWh). Det er likevel stor variasjon mellom estimatene. Noen prognoser legger til grunn at Norge kan få underskudd på kraft allerede fra 2027. Om det vil bli et underskudd og eventuelt hvor stort det vil være i 2030 og 2040 avhenger både av utviklingen i forbruk og etablering av ny produksjon.

Figur 4-1: Ulike anslag for kraftbehovet framover



Kilde: Energikommisjonen, 2023

Overføringskapasitet (nett)

Økt kraftforbruk og -produksjon fører til økt behov for overføringskapasitet (nett). Mellom 2018 og 2021 har Statnett behandlet tilknytningssaker for 26 000 MW forbruk og produksjon. Nesten 90 prosent av sakene er relatert til industri, hydrogenproduksjon, datasenter, batteriproduksjon, elektrifisering av petroleumssektoren og oppdrettsnæringen (Statnett, 2021b). Initiativene er spredt over hele landet, og særlig i kystnære og befolkningstette strøk er det mange planer for elektrifisering og etablering av ny industri.

Nettkapasitet er blitt en knapp faktor i store deler av Norge. Tilgjengelig overføringskapasitet i strømmettet påvirker hydrogenproduksjonen på to måter; dersom hydrogen produseres der kraften produseres, kan det være en fordel med dårlig overføringskapasitet, fordi det da oppstår inntengt kraft med lav pris. Dersom hydrogenproduksjonen derimot skal skje annet sted enn kraftproduksjonen, er god nettkapasitet en forutsetning.

Kraftproduksjonen i Norge er lagt til der de naturgitte forholdene er gode (vann, vind og sol), mens forbruket konsentrerer seg rundt de store byene. Når kraftnettet ikke fullt ut reflekterer samme forhold blir det ofte stor kamp om nettilgang i området rundt de store byene, mens det kan være lettere å tilknytte kapasitet i nærheten av produksjonsområdene. Den samme problematikken oppstår når mye kraft produseres i Nord-Norge, mens den største delen av forbruket er i Sør-Norge. Det er en begrensning på hvor mye kraft som kan overføres mellom landsdelene, og det oppstår dermed et kraftoverskudd i nord, og

underskudd i sør. Slike flaskehalser i nettet reflekteres også i prisforskjeller mellom landsdelene.

Lang ledetid for å bygge ut nett

Et raskt økende behov for nett står i kontrast til lang ledetid fra et behov om økt kapasitet oppstår og frem til dette er bygget ut. Utfordringen med lang ledetid er størst i transmisjonsnettet som er hovedveiene i kraftsystemet på tvers av landet. I Norge kan denne prosessen for større transmisjonsnetttiltak ta fra 7 til 12 år. Dette er kortere enn i Sverige, med ledetid på 10-15 år, mens prosessen er raskere i Finland og Danmark med ledetider på henholdsvis 5-8 år og 2-7 år (Oslo Economics, 2022b).

Regionalnettet, som er bindeleddet mellom transmisjonsnettet og lokalt distribusjonsnett, kan bygges ut på relativt kort tid dersom et behov oppstår. Statnett har hovedansvar for transmisjonsnettet og utbygging av dette i Norge, mens lokale nettselskap har ansvar for regionalnettet.

I Strømmettetutvalgets rapport presenteres flere tiltak for å redusere ledetidene i strømmettet og for å legge til rette for raskere utbygging og tilknytning. Tiltakene omfatter blant annet tidligere involvering av berørte aktører og grundigere forarbeid med søknader og utredninger, utnytte parallelle prosesser hos nettselskapene og konsesjonsmyndighetene, økt bruk av tidsfrister, økt bemanning hos konsesjonsmyndighetene og økt bruk av betingede anleggskonsesjoner. Enkelte av disse tiltakene er allerede satt i gang, som økt bemanning hos konsesjonsmyndighetene. I tillegg foreslås det å innføre prissignaler som vil bidra til å utnytte dagens nett bedre slik at utbyggingsbehovet

blir mindre (NOU, 2022:6). Vi forventer likevel at det vil være knapphet på nettkapasitet i årene fremover mot 2030-tallet.

Planlagt utbygging av nettet

I henhold til Statnetts nettutviklingsplan for 2021 planlegges det investeringer og oppgradering av transmisjonsnettet i alle deler av landet. Oppgraderingene skal blant annet legge til rette for elektrifisering og økt forbruk fra ny industri (Statnett, 2021b). Statnett anslår nettinvesteringer på 60-100 milliarder kroner og har ambisjoner om å ha et ferdig oppgradert transmisjonsnett på 420 kV i alle områder innen 2040. Planlagt transmisjonsnett i 2030 er vist i Figur 4-2. Ytterligere oppgraderinger er planlagt mellom 2030 og 2040.

I 2021 ble to nye mellomlandsforbindelser til Tyskland og England satt i drift, noe som har økt utvekslingskapasiteten betydelig, og knyttet vårt kraftsystem nærmere kontinentet. Det er betydelig politisk diskusjon om norske utenlandskabler for kraft, og dermed usikkerhet rundt fremtidige utvidelser av dagens kapasitet.

Figur 4-2: Planlagt transmisjonsnett i 2030



Kilde: (Statnett, 2021b)

I forbindelse med utbygging av havvind, både i Norge og resten av Europa, er det planer om utbygging av nett til havs. De første prosjektene for havvind i Norge skal tilkobles direkte til Norge med radialforbindelser. For fremtidige utbygginger i

Sørlige Nordsjø vil det også være aktuelt med hybride forbindelser med tilknytning mot utlandet (Statnett, 2023).

Kraftpriser

Investeringsbeslutninger gjøres i et langsiktig perspektiv, og kraften kjøpes i stor grad gjennom langsiktige avtaler. Dagens priser eller svingninger gjennom ett enkeltår spiller derfor mindre rolle, mens forventningene til *langsiktige relative priser* er avgjørende for investeringsbeslutningen. Med relative priser menes kraftprisene på aktuelle lokasjoner i Norge relativt til kraftprisene på alternative lokasjoner utenfor Norge.

Kraftkrevende industri har i stor grad sikret prisen på store deler av kraftforbruk sitt gjennom langsiktige kraftprisavtaler, og betaler mindre for kraften enn prisene man ser i spotmarkedet. Det har vært lite vanlig for husholdninger å tegne langsiktige kraftavtaler i Norge, noe som er svært vanlig blant husholdninger i andre land, som for eksempel Danmark. Produsentene har et større ønske/krav om å sikre sine leveranser, og det har derfor vært et stort tilbud av langsiktige kraftkontrakter og mulig for de store industrikundene å inngå gunstige avtaler. Mange industriaktører i Norge har inngått langsiktige avtaler på store deler av forbruket sitt, opptil 80 prosent (Oslo Economics, 2022d).

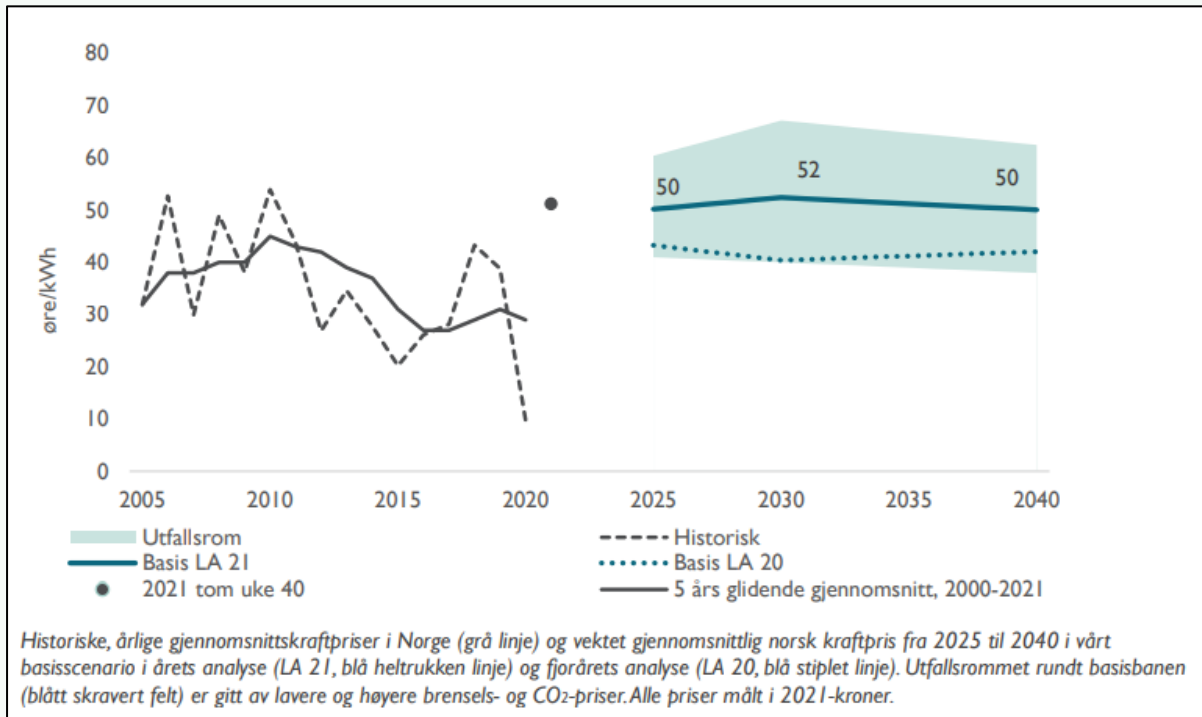
Forventet utvikling i gjennomsnittlig kraftpris

NVE (2021) peker i sin langsiktige kraftmarkedsanalyse på at kraftprisene varierer stadig mer på kort sikt, både gjennom året og fra år til år. 2020 var et år med mye nedbør og lave priser, mens 2021 hadde rekordhøye priser. Dette har fortsatt gjennom 2022 og etter krigen i Ukraina som har medført økte gasspriser.

Fremtidige kraftpriser avhenger av utbygging av ny produksjon og utviklingen i kraftforbruket (kraftbalanse), samt tilgangen på overføringskapasitet. NVE påpeker at i deres langsiktige kraftmarkedsanalyse er det den langsiktige utviklingen som vurderes, og de fundamentale endringer som påvirker prisene.

NVE peker på at utviklingen i kraftmarkedet i Europa mot 2040 i stor grad vil bli drevet av klimapolitikk og teknologiutvikling. Som en del av klimaostillingen skal produksjon og bruk av fossile energikilder erstattes med produksjon og bruk av fornybar kraft. Energi- og kraftsektoren blir dermed mer integrert og forholdet utfor kraftmarkedet vil få enda større innvirkning på kraftmarkedet (NVE, 2021). Klimaostillingen trekker i retning av høye CO₂-priser og vekst i kraftforbruket. Det gjelder også Norge, noe som isolert sett gir høyere kraftpriser. Samtidig forventes det utbygging av mer kraftproduksjon, noe som vil bidra til reduserte

Figur 4-3: Historiske kraftpriser og utvikling i gjennomsnittlig årlig kraftpris i Norge i NVEs basisbane fra 2025 til 2040. Utfallsrommet er gitt av høyere og lavere brensel- og CO₂-priser



Kilde: NVEs langsiktige kraftmarkedsanalyse, 2021

kraftpriser. Det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til både forbruksveksten og hvor mye ny produksjon som vil bygges. Dette, og stor usikkerhet knyttet til fremtidige gass- kull- og CO₂-priser, bidrar til å øke usikkerheten i fremskrivningene.

NVE viser til at Norge i et år med gjennomsnittlige værforhold har et kraftoverskudd på 20 TWh. NVE forventer at kraftforbruket frem mot 2030 og 2040 vil øke mer enn produksjonen og at kraftoverskuddet dermed vil reduseres, men at det fortsatt vil være et kraftoverskudd i Norge. NVE peker på at de forventer at både kraftproduksjonen og -forbruket vil variere mye både mellom år og gjennom året (NVE, 2021).

Statnett har i sin nyest kortsiktige markedsanalyse lagt frem en forventning om underskudd på kraftbalansen fra 2027. Forventningen henger sammen med lite vekst i kraftproduksjonen de neste årene sammenlignet med forbruksøkningen. Statnett legger i sin analyse til at situasjonen med underskudd vil snu etter hvert som det kommer inn betydelig mer kraftproduksjon lengre ut i tid (Statnett, 2022).

NVE forventer at kraftprisenivået i Norge vil bli høyere fremover enn det prisene har vært historisk, jf. Figur 4-3. Hovedårsakene til dette er økt utvekslingskapasitet mellom Norden og Europa og en forventning om vedvarende høye CO₂-priser¹²³.

¹²³ CO₂-prisen ligger i NVEs kraftmarkedsanalyse for 2021 ligger på mellom 40 og 45 øre/kWh. Det er 10 øre/kWh

NVE legger til grunn i sin analyse at det vil være en betydelig mengde elektrolysekapasitet i det europeiske kraftsystemet i 2040, og at elektrolysere produserer hydrogen når kraftprisene er lave. Dette trekker kraftprisene i Europa opp i de timene kraftprisene ellers ville vært lave. Kraftforbruk til hydrogenproduksjon blir dermed prissettende i Europa i en betydelig andel av tiden i 2040 (NVE, 2021). Videre forutsetter NVE at gasskraft, batterier og forbrukerfleksibilitet vil være viktige kilder til fleksibilitet i kraftsystemet i Europa i 2040, og at hydrogenkraftverk vil bidra til å dekke noe av forbruket i perioder med lite vind- og solkraft. NVE forventer også at prisforskjellene mellom nord og sør i Norge vil reduseres mot 2040. Planlagte investeringer i nettet mellom nord og sør i Sverige, ny produksjon sør i Norge og Sverige og økt fornybar kraftproduksjon i Europa bidrar til å trekke ned prisnivået i Sør-Norge. Etablering av ny industri og elektrifisering av transportsektoren forventes samtidig å føre til økt kraftforbruk i nord (NVE, 2021).

Variasjon i kraftpriser i ulike deler av Norge

Innad i Norge vil det kunne finnes områder med overskudd av kraft, som en følge av manglende overføringskapasitet. Dette kan medføre fortrinn for hydrogenproduksjon. Ett eksempel på dette er Varangerhalvøya, der det er gode forhold for vindkraft, men begrenset kapasitet i overføringsnettet. Dette har medført at Varanger Kraft har etablert

høyere enn det som ble lagt til grunn i langsiktige kraftmarkedsanalyse 2020.

hydrogenfabrikk her. Andre aktører som har planer om å etablere produksjon av grønt hydrogen er også tydelige på at lokalisering er svært viktig, der det er ønskelig å finne lokalisering med nærhet til avtakerne av hydrogen og god tilgang til kraft til lav pris. Det er sannsynlig at ilandføringssteder for kraft fra havvind kan være attraktive i så måte, særlig dersom havvinden i begrenset grad knyttes til utenlandskabler.

Variasjon i kraftpriser over tid

Norge har en stor andel regulerbar fornybar elektrisitetsproduksjon gjennom vannkraft. Dette vil kunne bety at strømprisene i Norge varierer mindre enn i land som baserer en stor del av energiproduksjonen på vindenergi. Dette igjen skulle tilsi (alt annet likt) at det ikke vil være like vanlig med perioder med overskudd på elektrisitet i Norge; hvis det blåser mye, vil det være optimalt for vannkraftprodusentene å stenge ned produksjonen, og spare vannet til perioder med mindre vind. Dette kan tilsi at Norge har en komparativ ulempe sammenlignet med andre land knyttet til hydrogenproduksjon basert på «overskuddslektrisitet». Denne situasjonen kan også forsterkes dersom det kommer løsninger for å pumpe vann opp i magasinene igjen i perioder med mye vind.

Det er likevel ikke opplagt at antall timer med «gratis» elektrisitet er den viktigste driveren for produksjon av grønt hydrogen. Det er også viktig med høy utnyttelsesgrad av elektrolysørene, for å gi en forsvarlig avkastning på investert kapital. Dermed vil lave gjennomsnittlige kraftpriser over tid kunne være like viktig eller viktigere enn lange perioder med svært lave priser.

Kraftprisen i Norge relativt til Europa

For industriaktører er det ikke nødvendigvis den absolutte kraftprisen som har betydning, men prisen relativt til kraftprisen i andre land. Det er mest nærliggende å sammenligne med prisen i resten av Europa. Prisøkningen i Norge i 2021 og 2022 har i stor grad vært en konsekvens av økte kraftpriser i resten av Europa, og den norske prisen har ofte ligget lavere enn de øvrige landene. Slike økninger som treffer hele markedet vil derfor ikke være av så stor betydning, fordi kostnadsøkningen vil veltes over på kundene i form av høyere priser på sluttproduktet. I NVEs langsiktige analyse forventes det at kraftoverskuddet i Norge vil falle, men fortsatt være positivt, og at prisene i Norge vil være lavere enn resten av Europa. Vi legger til grunn at det er naturgitte forhold i Norge som sikrer en relativt lav gjennomsnittlig pris på fornybar kraft i hele perioden frem til 2050, men det er samtidig sannsynlig at forskjellen mellom Norge og Europa kan reduseres i

takt med økende utbygging av fornybar kraft i Europa.

Som nevnt sikrer de fleste industriaktører kraftprisen gjennom langsiktige kraftavtaler, og dette er forventet å gjelde for produsenter av grønt hydrogen også. Prisen i Norge relativt til Europa handler derfor i like stor grad om tilgangen og prisen på langsiktige kraftavtaler på tidspunktet for investeringsbeslutning. Norge har historisk hatt god tilgang på slike avtaler.

Kraftsystemets påvirkning på forutsetninger for grønn hydrogenproduksjon

For at grønn hydrogenproduksjon skal være relevant må det finnes overskudd på kraft. Utviklingen i kraftsituasjonen i Norge og Europa har mye å si for Norges rolle i verdikjeden for grønt hydrogen. Vedvarende energikrise vil tale for å bruke kraften på mest mulig effektiv måte, og dermed ikke produsere grønt hydrogen. Økt kraftutbygging og bedring av dagens energiunderskudd vil bedre forutsetningene for hydrogenproduksjon.

Mindre områder med inneklemt kraft og kraftoverskudd kan legge til rette for lokal hydrogenproduksjon. Dette kan skyldes høy kraftproduksjon i områder med dårlig utbygd eller manglende kapasitet i strømmettet. Utbygging av nett vil kunne endre den situasjonen. Storstilt utbygging av havvind uten tilstrekkelig overføringsnett kan også gi områder med inneklemt kraft i perioder det blåser mye, og hydrogen kan være en aktuell kilde til energilagring.

Kraftprisen reflekterer flere av forholdene over knyttet til kraftbalanse, kraftsituasjon og forhold mellom tilbud og etterspørsel. Relative forskjeller i kraftpris mellom prisområder eller land, og forventninger om varige forskjeller, kan påvirke valg av lokasjon for hydrogenproduksjon.

4.2.2 Vann

Grønt hydrogen har et stort vannbehov inn i elektrolyseprosessen, og tilgangen på vann er vesentlig for etablering av slik produksjon. Blått hydrogen har også behov for vann for å spalte naturgass. For begge former for hydrogenproduksjon er det i utgangspunktet behov for rensset ferskvann, men saltvann kan også brukes i sammenheng med avsaltingsanlegg.

Små urenheter i vannet forstyrrer elektrolyseprosessen, og kan i verste fall ødelegge denne. For å sikre optimal vannkvalitet er gode renseanlegg en forutsetning. Det er også flere forskningsprosjekter som arbeider med grønn hydrogenproduksjon tilknyttet havvind og bruk av saltvann.

I Norge har vi generelt gode vannressurser og tilgang på mye vann av god kvalitet i de fleste deler av landet. Norsk vannforbruk var i 2021 på omtrent 690 millioner tonn (KOSTRA, 2022). Dette er tilsvarende vann som kunne blitt brukt til å produsere 76,7 Mt hydrogen per år (med tilhørende kraftbehov på ca. 3 700 TWh). I tillegg er det høy andel lekkasje i den kommunale vannleveransen, på over 30 prosent, som også kunne blitt brukt til å produsere betydelige mengder hydrogen. Tilgang på vann er en stor utfordring mange steder i verden, og problemet er forventet å øke som følge av klimaendringer (Caretta, et al., 2022), mens tilgangen altså er god i Norge. EU synes å legge opp til å importere hydrogen basert på solkraft fra afrikanske land, og da kan tilgang på vann bli en vesentlig faktor, i hvert fall dersom det ikke finnes gode løsninger for bruk av saltvann.

Norge har derfor antagelig et fortrinn knyttet til å kunne levere vann til produksjon av grønt hydrogen. Utfordringen knytter seg til transport, der det fort kan bli kostbart å frakte de enorme mengdene vann som er nødvendig. Dersom Norge skal levere vann til produksjon av 1 million tonn hydrogen, vil det kreve eksport av om lag 9 milliarder liter vann. Dersom vannet skulle bli fraktet med tankskip, vil det kreve om lag 13 prosent av tankskipkapasiteten som i 2021 medgikk til å eksportere norsk olje (basert på tall fra Oljedirektoratet). Høy andel transportkostnad gjør at vi anser det som sannsynlig at vann til hydrogenproduksjon i stor grad vil hentes lokalt, for eksempel gjennom avsalting av sjøvann, og at norsk eksport av vann i liten grad vil oppnå betydelige volumer.

4.2.3 Naturgass

Norge har naturgitte fortrinn for produksjon av naturgass, som en av verdens største gassprodusenter. Norge står ifølge Oljedirektoratet for omtrent 3 prosent av verdens gassproduksjon, men fordi det innenlandske forbruket er begrenset, er Norge verdens tredje største gasseksportør. Naturgasseksporten utgjør i 2021 34 prosent av den samlede norske eksport målt i verdi, ifølge SSB (tabell 08819). Det er et godt utbygget nett av rørledninger som frakter gass til markeder i EU og Storbritannia, og etablerte kunderelasjoner med langsiktige kontrakter. Norges posisjon som leverandør av gass gjennom rør til det europeiske marked er svært sterk, og posisjonen har styrket seg med EUs mål om å gjøre seg uavhengig av russisk gass. Norge har også noe kapasitet for produksjon av LNG, som transporteres med skip. Denne produksjonen kan dermed nå også andre markeder enn det europeiske, men foreløpig

utgjør dette kun en svært liten del av norsk gasseksport.

Norge har i dag opplagt fortrinn knyttet til salg av gass i et europeisk marked, også som en del av en verdikjede for blått hydrogen. Spørsmålet knytter seg til hvor vidt dette fortrinnet vil vedvare over tid. Norsk produksjon av petroleum er ventet å ha passert toppunktet, og selv om det i liten grad finnes prognoser for norsk gassproduksjon i 2040 og 2050, er det klart at det er behov for betydelig leting og utvikling for å opprettholde en betydelig produksjon også utover i andre halvdel av 2000-tallet. Det kan også tenkes at gass som norsk eksportartikkel svekkes som en følge av redusert etterspørsel eller økte avgifter og tollbarrierer som en følge av det grønne skiftet. Valget mellom å eksportere norsk gass, blant annet som innsatsfaktor for utenlandsk hydrogenproduksjon, eller å benytte norsk gass i norsk hydrogenproduksjon, kan bli påvirket av EUs ønske om å importere norsk gass på lengre sikt.

4.2.4 Karbonfangst og -lagring (CCS)

Norge har erfaring med fangst og lagring av CO₂ gjennom lang tid, og har bygget opp teknologi og kompetanse på området. Med Langskip-prosjektet etableres det første CO₂-lageret med kapasitet for tredjepartsvolumer i verden. Dette gjør Norge veldig godt posisjonert til å levere transport- og lagringstjenester til aktører som skal produsere blått hydrogen.

Norge har sammen med Storbritannia Nord-Europas største kjente lagringskapasiteter offshore.¹²⁴ Samtidig finnes det et stort antall geologiske formasjoner som kan egne seg for CO₂-lagring også ellers i Europa. Det er pågående prosjekter for å utvikle lagerlokaliteter både i Storbritannia og Danmark.

Teknologien for fangst av CO₂ leveres allerede kommersielt også av aktører utenfor Norge. Etter hvert som CCS blir en mer utbredt teknologi, er det naturlig å se for seg at det oppstår betydelig konkurranse i dette markedet, der eventuelle norske fortrinn i dag kan bli svekket over tid.

4.2.5 Teknologi og kompetanse

Teknologi

Det finnes per i dag norske virksomheter som produserer og selger elektrolysører til bruk i produksjonen av grønt hydrogen og som selger fyllestasjoner for distribusjon av hydrogen. Det finnes også norske virksomheter som arbeider med teknologien for å ta hydrogen i bruk i ulike sektorer.

¹²⁴ EU Geological CO₂ storage summary, CO₂ stored (omtalt av BGS), Carbon Storage (omtalt av Petroleumsdirektoratet)

Virksomhetene har gjerne et globalt perspektiv, med kunder og leverandører i en rekke land. Dette viser at det kan finnes norske fortrinn for å levere teknologi i en verdikjede for hydrogen.

Samtidig finnes det også en rekke andre virksomheter i andre land som leverer ulike typer teknologi til de ulike hydrogenverdikjedene. Teknologien som selges av norske virksomheter er også ofte produsert i andre land enn Norge. Tradisjonelt, i andre næringer som for eksempel verftsnaeringen, har Norge en større rolle i teknologiutvikling og salg enn i produksjon, og en slik rolle er også tenkelig i verdikjedene for hydrogen.

Den geopolitiske utviklingen siste året har gjort at mange land er mer opptatt av forsyningssikkerhet og nasjonal/regional produksjon. For eksempel har Europa vært opptatt av å bygge opp egen leverandørindustri og komponentutvikler i en rekke nye næringer, for å gjøre seg mindre avhengig av andre land. Ved fortsettelse av denne utviklingen og tilhørende økt betalingsvillighet for produkter produsert innad i EU/Europa, vil produksjon av komponenter i Norge til europeiske kunder styrkes. Norge konkurrerer likevel mot større europeiske nasjoner med lang historie som produsenter av maskiner, utstyr eller biler, som for eksempel Tyskland.

Syssestetingsbehov

En nylig gjennomført analyse viser at hydrogen-naeringen selv forventer å sysselsatte 5 800 årsverk i 2030 (Menon, 2022). Estimater er basert på en undersøkelse blant ulike aktører innen verdikjeden for hydrogen, og hva de selv forventer av sysselsetting ved etablering. Tjenesteleverandører står for syv prosent av årsverkene, utstys- og komponent-leverandører for i overkant av 30 prosent og produsenter og distributører for om lag 60 prosent. Mange av hydrogenprosjektene som finnes i dag er i tidlig fase av planleggingen og det det er ikke gitt at alle planer realiseres. Flere aktører vil også kunne konkurrere med hverandre, slik at det er usikkert hvor stor andel av planene som faktisk etableres innen 2030. Menon har ikke vurdert hvem eller hvor mange av de planlagte prosjektene som det er sannsynlig at vil etableres og gjennomføres.

Menon har tidligere vurdert sysselsettingseffekter av grønn hydrogenproduksjon i Nordland, og estimert at produksjon av grønt hydrogen vil innebære 0,016-0,05 sysselsatte per GWh energibruk i driftsfasen (Menon, 2021). Dette tilsvarer 0,9-2,8 sysselsatte per 1000 tonn produsert hydrogen. Beregningene omfatter direkte sysselsatte i næringen, det vil si ansatte på produksjonsanlegg for grønt hydrogen.

I tillegg til direkte sysselsatte, vil etablering av ny produksjon bære med seg indirekte sysselsetting. Menon estimerte den indirekte sysselsettingen til om

lag 0,3-2 sysselsatte per ansatt i produksjons-fasiliteten, avhengig av størrelsen på anlegget (Menon, 2021). Dette gir et samlet estimat på 0,035-0,08 sysselsatte per GWh energibruk, eller 1,9-4,4 sysselsatte per 1000 tonn produsert hydrogen. Den indirekte sysselsettingen knytter seg i stor grad til produksjon av elektrisitet. Så lenge det er knapphet på kraft, vil ikke produksjon av kraft til hydrogen skape ytterligere sysselsetting i et område, men dersom det etableres ny kraftproduksjon for å produsere hydrogen, kan man medregne den indirekte sysselsettingen.

Ringvirkninger av utbyggingsfasen kommer som en engangseffekt i en periode for utbygging. Dette omfatter særlig sysselsetting i bygg- og anleggsbransjen for etablering av anlegg. I tillegg kommer produksjon av innsatsfaktorer til produksjonsanlegget, som for eksempel elektrolysører for produksjon av grønt hydrogen. Menon anslår at etablering av produksjonsanlegg for grønt hydrogen gir omtrent 450 sysselsatte per 1 milliard krone investert, eller en norsk verdiskapningsandel på 30 prosent i utbyggingsfasen (Menon, 2021). Dette tilfaller i stor grad bygg- og anleggsbedrifter, men også norske produsenter av elektrolysører og brenselceller.

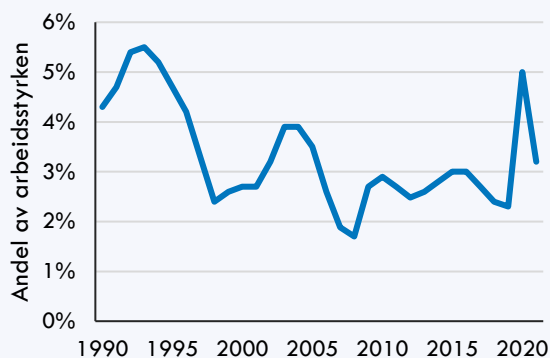
For produksjon av blått hydrogen har SINTEF tidligere beregnet at hydrogen med CCS kan gi sysselsetting på 25 000-35 000 for produksjon av 750 TWh hydrogen (SINTEF, 2018). Dette tilsvarer 0,03-0,045 sysselsatte per GWh produsert hydrogen, eller 1,1-1,5 sysselsatte per 1000 tonn hydrogen. Denne sysselsettingen kommer i tillegg til like mange arbeidsplasser innen naturgass for bruk til hydrogenproduksjon. Direkte sysselsetting tilknyttet naturgass, hydrogenproduksjon og CCS er i stor grad operatører og leverandører av utstyr. Produksjon av naturgass til hydrogen har samme egenskaper som kraft til grønt hydrogen, og vil ikke tilføre ekstra sysselsetting utover dagens nivå. I tillegg legger SINTEF til grunn en faktor på 0,8 indirekte sysselsatte per direkte sysselsatte tilknyttet naturgass og hydrogenproduksjon. Indirekte sysselsetting til denne bransjen er blant annet leverandører av generelle varer, transporttjenester og finans.

Oslo Economics har tidligere analysert kompetansesammensetning som er nødvendig for produksjonsanlegg for blått og grønt hydrogen. Analysen viser at 30-50 prosent av sysselsettingen vil være operatører. Videre er det også behov for arbeidsledere, vedlikeholdspersonell, automatører og databehandlere.

Tilgang på arbeidskraft

Norge er i en situasjon med knapphet på arbeidskraft, noe som observeres gjennom statistikk for arbeidsledighet og NAVs bedriftsundersøkelser.

Figur 4-4: Helt ledige som andel av arbeidsstyrken, 1990-2021



Kilde: SSB

Arbeidsledigheten i Norge har ligget rundt 3 prosent de siste 25 årene, med en pandemi-utløst topp på 5 prosent i 2020. Dette er svært lave nivåer sammenlignet med de fleste andre utviklede land, slik det fremgår av Figur 4-5.

NAVs bedriftsundersøkelse fra 2022 viser at bedriftene mangler 70 000 arbeidstakere. Lav arbeidsledighet og udekket etterspørsel etter arbeidskraft tilsier at arbeidskraft er en knapp faktor i Norge. Samtidig er det et stort antall personer i Norge som står utenfor arbeidsstyrken, men det er krevende å endre dette. Norge har i tillegg et høyt lønnsnivå, som Figur 4-6 viser.

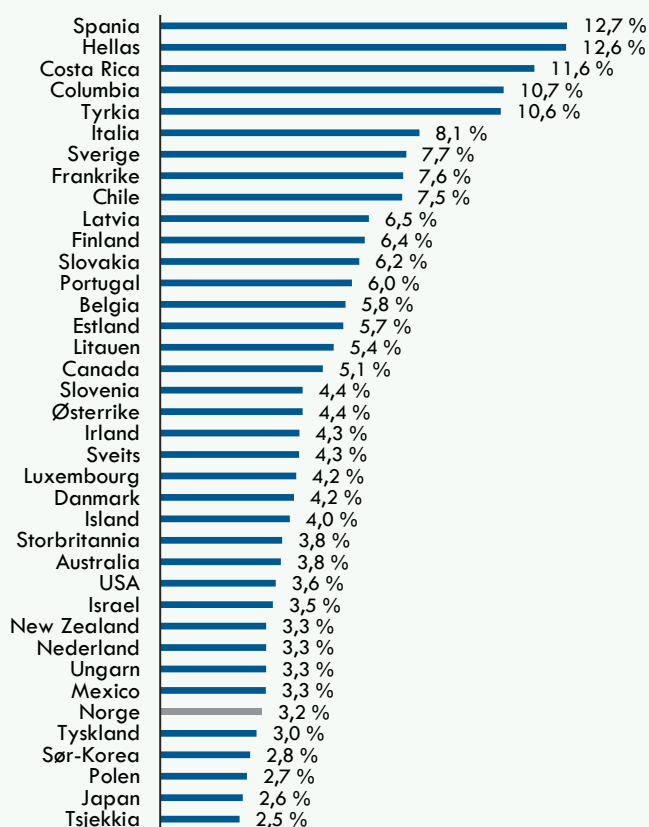
Lønnsnivået i seg selv trenger ikke være utslagsgivende så lenge produktiviteten er tilsvarende god. Norge har en rekke arbeidsplasser i næringer der grunnrente bidrar til svært høy produktivitet, og det vil kunne være krevende for næringer uten slik grunnrente å konkurrere internasjonalt gitt det norske lønnsnivået.

Det må legges til grunn at hydrogenproduksjon er en lavmarginvirksomhet. Det er derfor nødvendig med stor grad av kostnadsbevissthet. Det er en risiko for at kostnadsnivået i norsk petroleumsproduksjon vil smitte over på norsk hydrogenproduksjon, og at dette vil gjøre det krevende å konkurrere mot utenlandsk hydrogenproduksjon.

Kompetansebehov

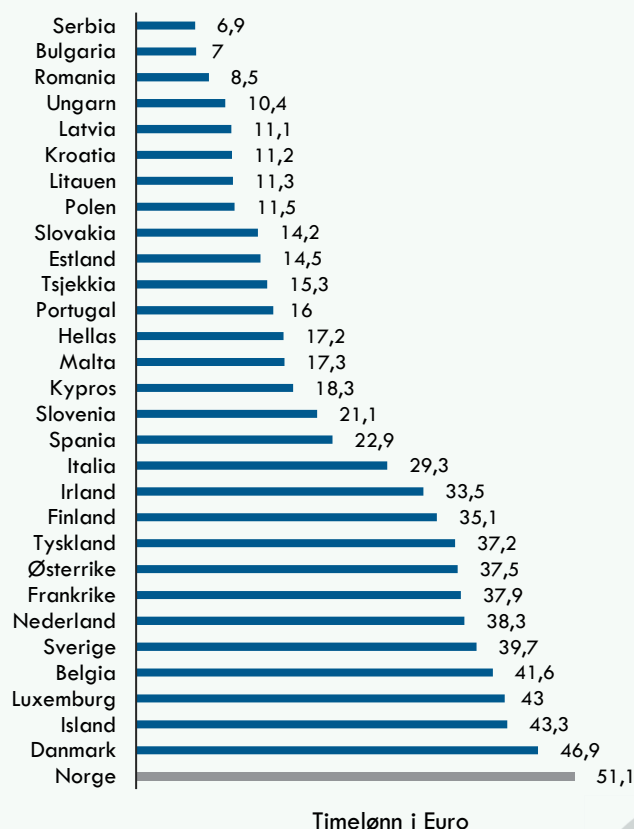
Hydrogenproduksjon er en lite arbeidsintensiv industri, men har behov for sysselsatte med kompetanse innen

Figur 4-5: Arbeidsledighet i OECD-land, q2 2022



Kilde: OECD

Figur 4-6: Lønnsnivå i industrien i europeiske land, € per time, 2021



Kilde: Eurostat

energi, elektro og prosess teknologi. Teknologien og kompetansen som kreves er forskjellig i produksjonsprosessen for grønt og blått hydrogen, men det er også klare paralleller mellom disse.

Mye av kompetanseområdene som er essensielle i hydrogenproduksjon er allerede kjent og etablert i Norge. Dette kommer både fra et sterkt forskningsmiljø og mange aktører som ønsker å etablere seg, og med nærliggende muligheter for kompetanseoverføring fra eksisterende bransjer i Norge. Produksjon av blått hydrogen har særlig paralleller til olje og gass. Produksjon av grønt hydrogen har lang historie i Norge, tilbake til Birkeland og Eyde, men etter at verdens største fabrikk for produksjon av grønt hydrogen, lokalisert i Glomfjord, ble lagt ned på begynnelsen av 1990-tallet, er norske kompetansefortrinn svekket.

Kjemi- og prosesskompetanse

I produksjon av blått hydrogen er det nødvendig med kompetanse på håndtering av gass, standardisering og automatisering av prosesser, i tillegg til kunnskap og erfaring med karbonfangst. Ved oppskalering av blå hydrogenproduksjon vil det være et kompetansebehov knyttet til prosess teknologi. Det vil være størst andel av ansatte med yrkesfaglig og fagskoleutdanning, for eksempel fagarbeidere innen prosess og kjemi.

For elektrolyseprosessen vil det være behov for personer med kompetanse innen kjemi som kan drifte og utvikle selve elektrolyseprosessen. For denne produksjonen pekes det på et behov for kompetanse innen materialteknologi, elektronikk og mekanikk, samt prosess teknologi.

I olje- og gassindustrien og annen landbasert industri som har bruk hydrogen i sine prosesser er det opparbeidet kompetanse gjennom lang tid med håndtering av gass, distribusjon og produksjon av hydrogen, både basert på naturgass og elektrolyse.

Kunnskap om sikkerhet

Transport av både hydrogen og karbon som er fanget i produksjon av blått hydrogen kan bygge på kompetanse knyttet til transport og distribusjon av naturgass. Multiconsult fremhever at kompetanse fra petroleumsbransjen kan gi norske aktører konkurransemessige fortrinn i utviklingen av virksomhet knyttet til transport av karbon (Multiconsult, 2020). Selv om noe av denne kompetansen er overførbart, må direkte kompetanse tilegnes gjennom utbygging og prosjektering av løsninger for transport av fanget karbon. Behovet for ny kompetanse vil i størst grad være knyttet til kjemiske prosesser, for å best kunne håndtere spesifikke egenskaper ved CO₂/hydrogen og temperaturer.

En viktig faktor i forbindelse med lagring, transport og distribusjon, spesielt av hydrogen, er sikkerheten. Hydrogen er høyeksplosivt, noe som gir høye krav til rutiner og mekanismer for sikker lagring og transport. Derfor vil det være behov for personer med kompetanse innen sikkerhet og utarbeidelse av sikkerhetsrutiner.

Gjennom den norske stiftelsen DNV er det bygget opp et ledende kompetansemiljø på sikkerhet og risikovurdering i Norge, med ulik sektorkompetanse og særlig kompetanse innen maritim transport.

I olje- og gassindustrien finnes det gode rutiner og kompetanse på sikkerhetsområdet allerede som kan utnyttes. Imidlertid vil det også kreves ytterligere kompetanse på området for å sikre gode og bærekraftige rutiner.

Syssetningen i olje- og gassnæringen

Syssetningsbehovet i hydrogennæringen konkurrerer om en allerede høyt etterspurt teknisk kompetanse, både blant fagarbeidere, ingeniører og forskere. Det finnes i dag relevant kompetanse i Norge, spesielt innenfor prosess- og petroleumsindustrien, med stor overføringsverdi. Samtidig er mye av denne kompetansen bundet opp i allerede lønnsomme næringer. Selv med betydelig satsing på utdanning og etterutdanning, vil utviklingen i petroleumsindustrien sette rammer for hvor stor syssetning som vil være tilgjengelig for andre bransjer. Fortsatt høye olje- og gasspriser og høy aktivitet på sokkelen vil bremse utviklingen, mens en nedgang vil kunne øke tilgang på kompetent arbeidskraft som kan bidra i utvikling av nye bransjer.

Virksomheter innen både industrien og utvinning av olje og gass melder om rekrutteringsvansker i NAVs bedriftsundersøkelse i 2022, og problemet virker å ha økt fra året før (Myklathun, 2022). Mer enn 25 prosent av virksomhetene innen disse gruppene har rapportert om rekrutteringsproblemer, og en stor andel av disse skyldes få eller ingen kvalifiserte søkere. I mange tilfeller har ikke bedriftene fått ansatt noen, eller ansatt personer med lavere kompetanse enn ønsket.

4.2.6 Areal og infrastruktur

Areal

Det er et stort arealbehov knyttet til å bygge opp en verdikjede for hydrogen. For det første trengs det næringsarealer til selve hydrogenfabrikken. Dersom hydrogenet skal videreføres på stedet trengs det også plass til denne produksjonen, for eksempel til ammoniakk eller metanol. I tillegg kan det være behov for ny kraftproduksjon som trenger areal, eller fremføring av nett gjennom naturen for å få tilgang på kraften. Til slutt vil det ofte være behov for utbygging for transportveier, havner, rørledning eller

annen infrastruktur. Dette er nødvendig for å kunne knytte industrien tettere til det europeiske markedet og åpner for effektiv transport og eksport av produktene.

I Norge har vi generelt god plass og mulighet til å lokalisere industri i områder hvor de i mindre grad påvirker befolkningen enn i mange andre land. Vi har også en lang kystlinje og en havneinfrastruktur som gir industrien nærhet til de europeiske og globale markedene og effektiv og miljøvennlig transportvei for råvarer og andre innsatsfaktorer som medgår i produksjonen.

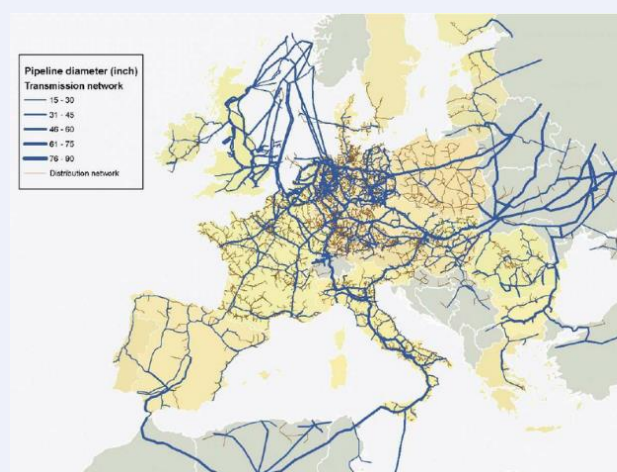
Planprosesser og regulering

Det er fylkeskommunenes og kommunenes overordnede planer for arealbruk som vil være avgjørende for tilgjengeligheten av areal til nyetableringer av industri. Regjeringen varsler i sin strategi for grønt industriløft at de vil legge frem en nasjonal strategi for klargjøring av grønne industriområder og industriparker med internasjonale konkurransefortrinn i hele landet. Det er også satt i gang arbeid med metoder for hvordan det skal føres naturregnskap som vil være viktig i fremtidig prioritering av arealbruk (Nærings- og fiskeridepartementet, 2022a).

Proessen med regulering av areal til energi- eller nærings-/industriformål kan ta flere år fra prosessstart til området er byggeklart, og det er risiko for konflikter og endringer i arealplanene. Investorer foretrekker derfor ferdigregulerte arealer, eller arealer der reguleringsprosessene er igangsatt og der det er relativt stor sikkerhet for at planene blir godkjent. Videre vil industriene gjerne kunne bygge ut trinnvis, slik at det bør være plass til både det initiale byggetrinn og også eventuelle senere byggetrinn, samt etablering av aktører i andre deler av verdikjeden. Det er derfor ofte en forutsetning at areal er tilgjengelig og med skalerbart bygge-design, med lite fare for faktorer som ras, skred, flom osv.

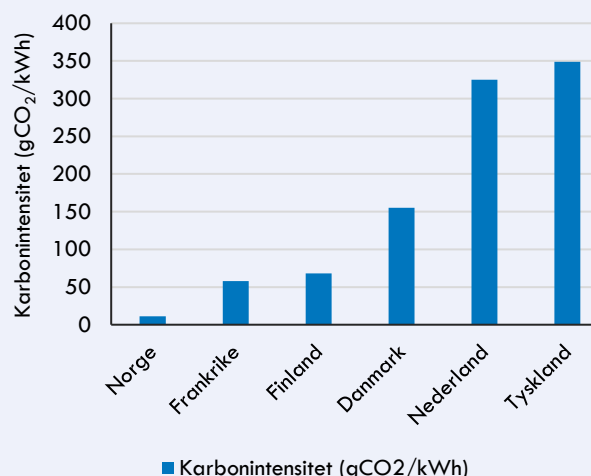
Investorer ønsker minst mulig konflikter med andre interesser, og kan derfor foretrekke områder med lite konfliktpotensial, gitt at det faktisk egner seg for deres virksomhet. Ved etablering av ny industri i områder som allerede er brukt til næringsvirksomhet kan konsekvensene og konfliktene knyttet til arealinngrep reduseres. Dersom området ikke må utvides og det ikke er behov for ny infrastruktur vil konsekvensene være små. I mange tilfeller vil det være behov for noe ny infrastruktur eller utvidelse ved etablering av en ny næringstype, men konsekvensene vil være mindre enn ved inngrep i uberørte arealer. Det finnes mange områder som tidligere er brukt til industri, men som i dag står tomme, og som kan gjenbrukes til nye næringer.

Figur 4-7: Europeisk gassnettverk



Kilde: (Carvalho, et al., 2009)

Figur 4-8: Karbonintensitet i kraften i utvalgte europeiske land i 2021



Kilde: (Statista, 2022; NVE, 2022)

Tilgjengelig næringsareal

Når det gjelder tilgangen på ferdigregulert industriareal er det usikkert hvordan Norge kommer ut i forhold til andre land. Vi antar likevel at tilgangen på industriarealer med høy kvalitet er et fortrinn for Norge, med utgangspunkt i vår lave befolkningstetthet og naturlige tilgang på viktige kvaliteter som kyst og kjølemuligheter. Oslo Economics har tidligere undersøkt tilgangen på regulert industriareal i Rogaland, som viste seg å være tilstrekkelig for de fleste planlagte

initiativer i regionen¹²⁵ (Oslo Economics, 2022a). Dette var også arealer med god tilgang på nødvendig infrastruktur (med delvis unntak for kraft), og også nærhet til store arbeidssentra og etablert industri.

Infrastruktur

I store deler av Europa har man i dag god utviklet infrastruktur for transport av gass (Figur 4-7), og gass brukes som en viktig energikilde både til husholdninger og i større skala. Eksisterende infrastruktur for lang- og kortdistanse transport, korttids og sesongbasert lagring, og importfasiliteter, kan brukes på nytt for å transportere, lagre og importere hydrogen. Gjenbruk av eksisterende infrastruktur er mulig til en vesentlig lavere kostnad enn utbygging av ny infrastruktur for hydrogen (Gas Infrastructure Europe, 2022). Norge har ikke tilsvarende innenlands infrastruktur i dag, og utbygging av rørledninger til transmisjon og distribusjon innad i Norge vil kunne være svært kostbart.

Den europeiske energimiksen er i stor grad preget av fossile energikilder som kull og naturgass. Figur 4-8 viser karbonintensiteten i kraftmiksen i et utvalg europeiske land. Behovet for nye fornybar energi og nye energibærere er derfor i større grad et behov i Europa, sammenlignet med Norge. Dette gjelder spesielt til bruk i husholdninger eller persontransport, der elektrifisering er lavutslippsløsning i Norge, men i mindre grad i Europa med en annen utslippsgrad i kraftmiksen.

4.3 Hva påvirker vurderingen av om Norge selv skal produsere hydrogen?

Norge er en liten, åpen økonomi, med god erfaring fra å være tilknyttet nordiske, europeiske og globale verdikjeder. Det finnes mange eksempler på at Norge sitter igjen med en betydelig verdiskapning selv i næringer hvor Norges rolle i verdikjeden er begrenset. Det er tilfellet for eksempel innen metallproduksjon og kjemisk industri. På lik linje kan Norge ha en betydelig rolle i verdikjeden for hydrogen uten at all produksjon forgår i Norge.

Norges fortrinn for produksjon av gass og elektrisitet, og til dels vann og CCS, kan benyttes til å selge disse innsatsfaktorene til hydrogenprodusenter utenlands. Men fortrinnene kan også benyttes til selv å stå for hydrogenproduksjonen. Etter vårt syn er det ikke et opplagt svar på hva som er mest hensiktsmessig av disse alternativene. Det må legges til grunn at hydrogenprodusentene må betale markedspris for

innsatsfaktorer som elektrisitet og gass. For varer som omsettes på et internasjonalt marked – slik som naturgass – vil innkjøpskostnaden for en produsent i Norge og Tyskland være den samme, med unntak av transportkostnader. Kostnader ved transport av hydrogen/hydrogenderivater, industriell kompetanse og tilgang på arbeidskraft, regulatoriske forhold og verdiskapning i ulike deler av verdikjeden, er faktorer som vil påvirke om det vil være lønnsomt å produsere hydrogen i Norge eller eksportere innsatsfaktorer.

Transportkostnader

Vi forventer at innenlands forbruk av hydrogen vil være relativt begrenset, jf. kapittel 2.3. Ved produksjon av hydrogen i Norge i stor skala forventer vi som følge at det vil innebære at Norge eksporterer hydrogen til andre markeder, mest sannsynlig EU eller Storbritannia. Hydrogen kan da transporteres i ren form, eller omdannet til annet stoff, som ammoniakk.

Transportkostnadene for ammoniakk er begrenset, og ammoniakk er i stor grad en internasjonal handelsvare. I dag fraktes det blant annet ammoniakk produsert i Australia til Glomfjord på kommersielle vilkår. Rent hydrogen er mer krevende og transportere og har dermed langt høyere transportkostnad enn ammoniakk. Samtidig er omgjøring av ammoniakk til hydrogen kostbart. Vi forventer som følge at det i større grad vil være lønnsomt å produsere hydrogen i nærheten av der det brukes. Dersom forbrukspunkter også ligger i områder med overskudd på fornybar kraft, og dårlig nettkapasitet for kraft ut av regionen, ligger det svært godt til rette for produksjon av grønt hydrogen på disse stedene. Lønnsomhet ved produksjonen av ammoniakk forventer vi i større grad vil avhenge av kostnader på innsatsfaktorer.

Dersom det er mer krevende å transportere hydrogen enn det er å transportere innsatsfaktorene for hydrogen, enten det er elektrisitet og vann eller gass og CO₂, vil det trekke i retning av at Norges rolle bør være å levere innsatsfaktorer. Transportkostnader avhenger igjen av en rekke faktorer, herunder teknologiske utviklingen for transportløsninger for hydrogen, omfanget av strømkabler i Norge og fra Norge til Europa, og kapasiteten i gassrørnettet fra Norge til Europa. Regjeringene i Norge og Tyskland har i 2022 og 2023 signert flere erklæringer om styrket samarbeid på hydrogenområdet. Som en del av dette samarbeidet utforskes muligheter for storskala forsyning av hydrogen fra Norge til Tyskland innen 2030, og herunder muligheter for etablering av en rørledning for transport av hydrogen. Dersom en slik rørledning etableres, synes

¹²⁵ I samarbeid med fylkeskommunen identifiserte vi nær 13 000 dekar næringsarealer som var regulert eller under regulering til industriformål, og som kunne være aktuelle for

areal- og kraftkrevende virksomhet. Det totale omfanget av næringsarealer i Rogaland er imidlertid betydelig høyere enn dette.

det klart at dette vil være et vesentlig bidrag til å muliggjøre produksjon av hydrogen i stort volum i Norge.

Industriell kompetanse og tilgang på arbeidskraft

En annen faktor er knyttet til industriell kompetanse og tilgang på arbeidskraft. Det kan godt tenkes at selve hydrogenproduksjonen kan skje med lavere kostnad i andre land i Europa, grunnet god industriell kompetanse og større grad av ledig kapasitet i arbeidsmarkedet. Dersom dette er tilfellet, vil det trekke i favør av at Norge blir en leverandør av innsatsfaktorer.

Regulatoriske forhold

Regulatoriske forhold vil også spille inn i hvilken rolle som det er naturlig at Norge tar. Hvis for eksempel EU eller viktige europeiske land skulle innføre regulatoriske begrensninger på import av naturgass, vil det umuliggjøre salg av norsk gass til disse landene. Det vil igjen kunne gjøre at norsk produksjon av blått hydrogen fremstår som mer attraktivt. Tilsvarende vil det kunne påvirke vurderingen hvorvidt det er enklere å få regulert arealer til produksjon og lagring av hydrogen i Norge eller i andre land.

Verdiskapning

Det er sannsynlig at hydrogenproduksjon vil være en næring med omfattende konkurranse, med relativt begrensede marginer som en følge av at det i liten grad vil være grunnrente involvert i produksjonen. Hvis målet for Norge er størst mulig verdiskapning, er det derfor viktigere å kunne levere innsatsfaktorer der vi har de største naturgitte fordelene (og dermed størst inntekt fra grunnrente) enn å stå for selve hydrogenproduksjonen. Dette vil si at dersom Norge har et større fortrinn for produksjon og eksport av gass eller elektrisitet sammenlignet med hydrogen, bør vi heller eksportere disse innsatsfaktorene enn å stå for hydrogenproduksjonen, dersom vi er nødt til å velge.

4.4 Avveining mellom hydrogenproduksjon og annen næring

Forutsetninger og norske fortrinn for produksjon av hydrogen kan ikke ses på isolert. Om forholdene i Norge ligger til rette for produksjon av hydrogen avhenger også av utvikling i andre eksisterende næringer og nye næringer. Samtidig vil også satsning på en næring, for eksempel hydrogen, fortrenge annen næringsutvikling i et område eller nasjonalt.

Oslo Economics har tidligere vurdert hydrogenproduksjon som en av flere næringer som konkurrerer om de samme ressursene. Både nye og eksisterende næringer kniver allerede om sentrale innsatsfaktorer

slik som fornybar kraft, tilgang på regulert areal og kompetanse. Vi forventer at dette vil øke med utvikling av nye grønne næringer.

Gjennom regjeringens veikart for grønt industriløft trekkes det frem flere særlige innsatsområder (Nærings- og fiskeridepartementet, 2022a). Innsatsområdene omfatter både nye næringer, havvind, batteri, hydrogen og CCS, og eksisterende næring i form av prosessindustrien, maritim industri og skog- og trenæringen. Veikartet skisserer store ambisjoner innen alle de nevnte næringsområdene fremover. Samtidig er det fortsatt høy aktivitet i olje- og gassnæringen, med høy lønnsomhet og utvikling av stadig nye områder. Alle disse næringsområdene konkurrerer om mange av de samme ressursene.

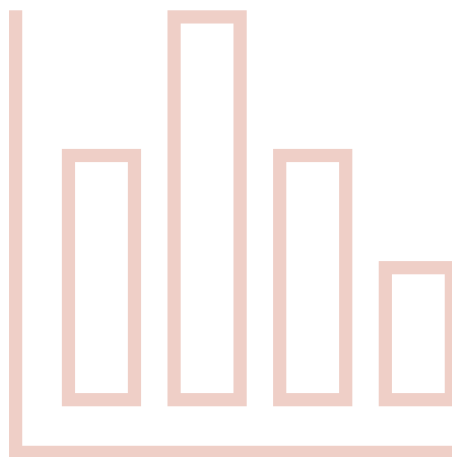
Begrensningen på kraft og nett for etablering av hydrogenproduksjon er allerede omtalt tidligere i dette kapittelet. Men det er ikke bare hydrogenproduksjon som har et stort kraftbehov fremover. Det vil være stor kamp om tilknytning til ny kraft, også mot annen ny kraftkrevende industri som for eksempel batteriproduksjon, og elektrifisering av industri og sokkelen. I vår tidligere analyse er nettkapasitet trukket frem som en av de viktigste faktorene for ny etablering av samtlige nye næringer, herunder batteriproduksjon, hydrogenproduksjon, CCS, datasentre og landbasert oppdrett (Oslo Economics, 2022d).

Både ny næring med store ambisjoner og omstilling av eksisterende næring har et stort kompetansebehov innenfor de samme områdene. Både batteriproduksjon, hydrogen, CCS, maritim sektor, utvikling av kraftsystemet og bærekraftige bygg har behov for kompetanse innen tekniske fag og IKT, både personer med yrkesfag, fagskole og universitetsutdannede. Dette er kompetanseområder der det allerede er et stort kompetansegap i dag og stor konkurranse om ressursene (Oslo Economics, 2022c). Mye av denne kompetansen er i dag bundet opp i oljenæringen eller annen industri, uten utsikter til redusert aktivitet i nær fremtid.

Etablering av ny næringsvirksomhet har behov for store industriarealer, som er eller kan bli regulert til det formålet og med god tilgang til infrastruktur (Oslo Economics, 2022d). Infrastruktur som havn/transportvei og nettilknytning er nødvendig ved etablering av hydrogenproduksjon, men også annen ny industri som for eksempel batteriproduksjon. Det vil derfor være et ønske fra mange ulike aktører innen ulike næringer om å etablere seg på de samme områdene. Regulering av nye arealer til næringsvirksomhet vil også kunne komme i konflikt med ønske om bevaring av natur og kulturarv (Oslo Economics, 2022a). Nye industrietableringer vil ha behov for areal for etablering av infrastruktur og tilførsel av kraft. Nedbygging innenfor

et område kan skape større konflikt ved neste nedbyggingssak innenfor samme region, og denne konflikten kan derfor være økende med nye etableringer nasjonalt eller regionalt.

Alt annet likt, vil hver industrietablering, være seg hydrogenproduksjon eller andre næringer, legge beslag på viktige ressurser, og redusere muligheten for etablering av ytterligere industri som trenger de samme faktorene. I praksis vil dette kunne materialisere seg i høye priser på kraft (relativt til andre land), mangel på arbeidskraft eller personer med relevant kompetanse, høye lønninger, eller redusert tilgang på egnede industriarealer.



Del II: Scenarioanalyse

Kapittel 5: Scenarioer for produksjon og bruk av hydrogen i Norge

Kapittel 6: Energisystemanalyse

5. Scenarier for produksjon og bruk av hydrogen i Norge

Regjeringen har som ambisjon å legge til rette for produksjon av hydrogen med lave eller ingen utslipp for å dekke den nasjonale etterspørselen. Det er stor usikkerhet knyttet til hva som vil være den nasjonale etterspørselen etter hydrogen fremover, og usikkerheten øker med økende tidsperspektiv.

Til tross for stor usikkerhet er nasjonalt forbruk av hydrogen forventet å være såpass begrenset at det i seg selv ikke vil utløse investeringer i blå hydrogenproduksjon, men dekkes av lokal produksjon av grønt hydrogen.

Etterspørsel etter hydrogen i EU er derimot forventet å være i en størrelsesorden som sannsynliggjør at det kan utløse investeringer i blå hydrogenproduksjon. I 2030 har EU som mål å selv produsere 10 millioner tonn hydrogen og importere 10 millioner tonn hydrogen, jf. REPowerEU. Bakgrunnen for EUs mål er både at bruk av hydrogen skal bidra til å redusere klimagassutslippene og at hydrogen skal gjøre EU mindre avhengig av import av russisk gass.

EUs ambisjoner om opptrapping i bruk av hydrogen kan gi grunnlag for betydelig eksport av hydrogen til Europa, herunder produksjon og eksport av blått hydrogen, med mindre EU avgrenser import til kun å gjelde grønt hydrogen (eller hydrogen med et lavere fossilt fotavtrykk enn det som vil være realistisk for blått hydrogen). EUs ambisjon kan også legge grunnlag for eksport av sentrale innsatsfaktorer som naturgass, lagring av CO₂ og eventuelt fornybar

kraft, som videreføres til hydrogen lokalt i EU-landene.

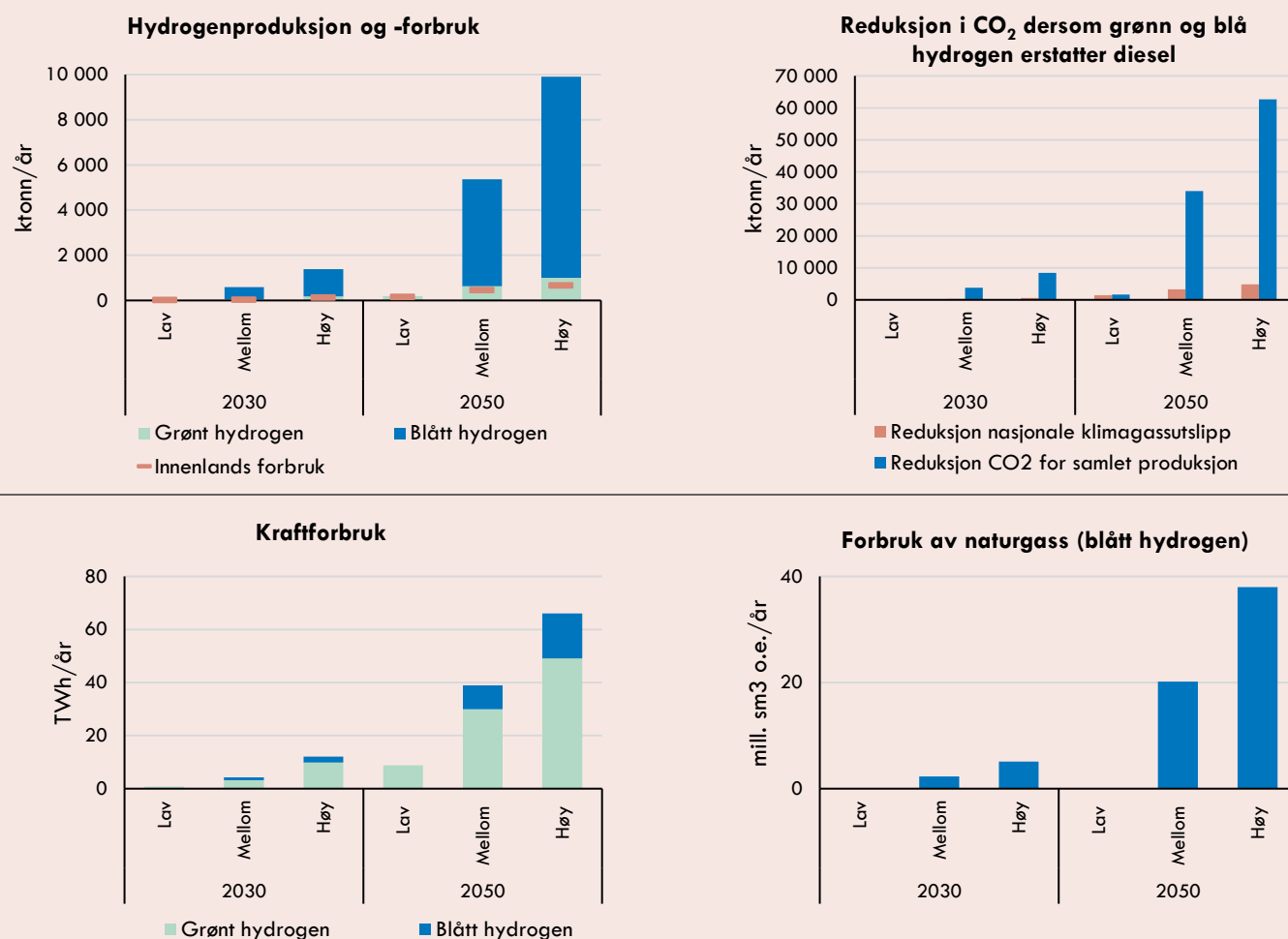
Sentrale drivere for utviklingen av hydrogenproduksjon i Norge vil være utviklingen i kraftbalansen, som avhenger av utviklingen i forbruk og utbygging av fornybar kraftproduksjon, og teknologiutvikling, som bidrar til å øke energieffektiviteten for hydrogen. For blå hydrogenproduksjon vil europeisk og global etterspørsel etter naturgass og rammebetingelser for produksjon og import av hydrogen gitt av EU, enkeltland i EU eller andre eksportmarkeder være avgjørende.

For å reflektere usikkerheten knyttet til fremtidig produksjon og bruk av hydrogen frem mot 2030 og 2050 har vi utarbeidet tre scenarier. Disse scenarioene viser et bredt utfallsrom uten å vurdere forskjeller i sannsynlighet. Kraftmarkedsanalysen presentert i neste kapittel tar utgangspunkt i scenarioene som er etablert og viser virkninger på kraftsystemet av ulike produksjonsvolum for hydrogen.

I dette kapitlet redegjør vi for forutsetningene som er lagt til grunn i scenarioene og forventede virkninger av produksjon og bruk av hydrogen på klimagassutslipp og sysselsetting.

Produksjon og innenlands forbruk av hydrogen med tilhørende forbruk av kraft og naturgass, samt effekt på nasjonale klimagassutslipp er vist for de ulike scenarioene i Figur 5-1.

Figur 5-1: Tre scenarier for hydrogen i Norge i 2030 og 2050 – oversikt over nøkkeltall



Note: Ved beregning av reduksjon i nasjonale klimagassutslipp er det lagt til grunn bruk av grønt hydrogen med null CO₂-utslipp. Det er lagt til grunn at forbruk av hydrogen til ny industri ikke erstatter bruk av fossile energikilder og gir således ikke reduksjon i klimagassutslipp.

5.1 Lavt scenario

Lav-scenariet representerer et fremtidsbilde der innenlands forbruk og produksjon av hydrogen er begrenset. Produksjonsvolumet øker fra 2030 til 2050 som følge av nasjonale mål om reduserte klimagassutslipp og få lav- og nullutslippsalternativer i enkelte sektorer. Etterspørselen er forventes å dekkes av grønt hydrogen. Det produseres ikke blått hydrogen i Norge og samlet hydrogenproduksjonen er lav sammenlignet med mellom- og høy-scenariene.

Bakgrunnen for et slikt scenario kan være begrenset tilgang på rimelig, fornybar kraft i Norge og stort fokus på å utnytte tilgjengelige ressurser mest mulig effektivt, både i et 2030- og 2050-perspektiv. Import av hydrogen fra andre land til Norge er en annen utvikling som kan danne grunnlag for et slikt scenario.

Under beskriver vi mulige utviklingstrekk i et slikt lav-scenario.

5.1.1 2030-perspektiv

Begrenset nettkapasitet for tilknytning av ny kraftproduksjon og lange ledetider for utbygging av

nett fører til at utbyggingen av havvind og annen fornybar kraftproduksjon går sakte frem til 2030. Samtidig øker kraftforbruket i alle regioner og den norske kraftbalansen mot 2030 svekker seg. Forbruksøkningen er særlig høy i områder som så langt har hatt et kraftoverskudd og dermed relativt lave priser (Midt-Norge og nordover). Etablering av ny kraftkrevende industri er en sentral driver for økningen i kraftforbruk i disse regionene.

Energisituasjonen i Europa frem mot 2030 er preget av energiknapphet som følge av at EU ikke har åpnet for import av gass fra Russland. Situasjonen fører til relativt høye gass- og kraftpriser i Europa og Norge. Høye priser på naturgass gjør at det ikke er lønnsomt med produksjon av blått hydrogen i Norge.

Energisituasjonen fører til at produksjon av hydrogen er relativt dyrt. Forbruk frem mot 2030 begrenser seg til virksomheter som allerede har tatt investeringsbeslutning om bruk av hydrogen. Flere industribedrifter, herunder Yara, velger å innføre CCS fremfor å ta i bruk grønt hydrogen for å redusere sine utslipp. I maritim sektor ser man en stor økning i nye skip som er tilrettelagt for bruk av naturgass og

Tabell 5-1: Nasjonalt forbruk av hydrogen i 2030 i lav-scenariot, fordelt på sektor

Sektor	Hydrogen [tonn/år]	Kraft [TWh/år]	Beskrivelse 2030 lavt scenario
Eksisterende industri	9 000	0,5	Virksomheter med investeringsbeslutning om å ta i bruk hydrogen (Celsa, pilot Yara og pilot Tizir).
Ny industri	-	-	Ingen bruk.
Maritim transport	5 000	0,2	Skip med investeringsbeslutning om bruk av hydrogen per 2022 (Heidelberg og Vestfjorden), etablering av ett hydrogenknutepunkt med full utnyttelse av sin produksjon.
Veitransport	200	0,01	10 langruter som Asko allerede har besluttet at skal gå på hydrogen.
Togtransport	-	-	Ingen bruk.
Luftfart	-	-	Ingen bruk.
Bygg- og anlegg	-	-	Ingen bruk.
Nasjonalt forbruk	14 200	0,7	

Tabell 5-2: Nasjonalt forbruk av hydrogen i 2050 i lav-scenariot, fordelt på sektor

Sektor	Hydrogen [tonn/år]	Kraft [TWh/år]	Beskrivelse 2050 lavt scenario
Eksisterende industri	35 000	1,7	Om lag halvparten av dagens industrivirksomhet med potensialet for utslippsreduksjon ved omlegging til hydrogen realiseres.
Ny industri	-	-	Ingen bruk.
Maritim transport	55 000	2,7	Forbruk tilsvarende om lag 30 prosent av forbruket i dagens kysttransport.
Veitransport	50 000	2,3	Forbruk tilsvarende om lag 10 prosent av energiforbruket som i dag går til veitransport
Togtransport	5 000	0,2	All banetransport som ikke er elektrifisert og som går på diesel i dag har gått over til hydrogen
Luftfart	2 000	0,1	6,5 prosent av dagens forbruk av fossil jet-fuel er erstattet med syntetisk drivstoff (e-fuel) og 4 prosent med hydrogen.
Bygg- og anlegg	10 000	0,5	Forbruk tilsvarer i 7 prosent av dagens samlede energiforbruk på bygg- og anleggsplasser.
Nasjonalt forbruk	157 000	7,5	

metanol. Utbredelsen av skip som kan bruke hydrogen og ammoniakk lar vente på seg som følge av at teknologien ikke er kommersielt tilgjengelig. Innen veitransport, inkludert tungtransport, vinner batteriteknologi frem. Bruk av hydrogen i luftfart er fortsatt en umoden teknologi, og produksjon av syntetisk drivstoff fra grønt hydrogen (e-fuel) utsettes som følge av høye kraftpriser og manglende lønnsomhet. Samlet nasjonalt forbruk i scenariot er vist i Tabell 5-1.

5.1.2 2050-perspektiv

Sterk motstand mot utbygging av landbasert vindkraft i Norge gjør at utbyggingen blir begrenset. Etter hvert som det bygges ut mer vindkraft til havs øker interessenkonfliktene og motstanden mot etablering av nye havvindprosjekter. Regjeringen når ikke sin

ambisjon om å legge til rette for 30 GW havvind innen 2040 og kun en andel av havvindprosjektene som får konsesjon realiseres. Kraftsystemet er likevel preget av at mengden variabel kraftproduksjon har økt betydelig, og at geografiske områder i perioder er preget av lave kraftpriser som legger til rette for produksjon av grønt hydrogen. Produksjonen går i hovedsak til innenlands forbruk hvor eksisterende og ny industri står for den største andelen av forbruket, etterfulgt av maritim sektor og tungtransport på vei. Samlet nasjonalt forbruk er vist i Tabell 5-2.

I dette scenariot produseres det heller ikke blått hydrogen i Norge i et 2050-perspektiv. Ønske om lokal produksjon av hydrogen i Europa for å legge til rette for lokal verdiskapning og arbeidsplasser vil kunne danne grunnlag for en slik utvikling. I et slikt

Figur 5-2: Virkninger i lavt scenario

LAVT SCENARIO			2030			2050		
			Grønt	Blått	Totalt	Grønt	Blått	Totalt
	Hydrogenproduksjon i Norge	mill. tonn	0,01	-	0,01	0,2	-	0,2
	Nasjonalt forbruk	mill. tonn			0,01			0,16
	Eksport	mill. tonn			-			0,03
	Kraftforbruk	TWh	0,7	-	0,7	8,8	-	8,8
	Andel av samlet produksjon	%			0,5 %			6 %
	Antall vindturbiner	antall			12			147
	Naturgass-forbruk	mill. Sm ³ o.e.	-	-	-	-	-	-
	Andel av samlet produksjon	%			-			-
	Reduksjon klimagassutslipp	mill. tonn CO ₂ -ekv	0,1	-	0,1	1,7	-	1,7
	Andel av globale utslipp	%			0,0 %			0,0 %
	Reduksjon norske klimagassutslipp	mill. tonn CO ₂ -ekv	0,1	-	0,1	1,5	-	1,5
	Andel av norske utslipp	%			0,2 %			3 %
	Fanget CO ₂ (tonn)	mill. tonn	-	-	-	-	-	-
	Antall Langskip-prosjekt	antall			-			-
	Sysselsetting produksjon	FTE	13-40	-	13-40	170-520	-	170-520
	Andel av arbeidsstyrken	%			0,0			0,0
	Andel av helt ledige	%			0,0-0,1 %			0,3-1,0 %

scenario kan Norge fortsatt være en viktig eksportør av gass til EU og ha en sentral rolle i lagring av CO₂ på norsk sokkel i forbindelse med blå hydrogenproduksjon. En alternativ utvikling som kan danne grunnlag for et slikt scenario er en storstilt satsning på hydrogen og hydrogenderivater utenfor Europa, blant annet i USA, som gjør at EUs behov for import av hydrogen i stor grad kan dekkes av billigere produkter fra andre land.

5.1.3 Virkninger

I det lave scenarioet legger vi til grunn en produksjon på 0,01 millioner tonn grønt hydrogen og ingen produksjon av blått hydrogen i 2030. I 2050 er produksjonen av grønt hydrogen 0,2 millioner tonn grønt hydrogen og det er ingen produksjon av blått hydrogen. I 2030 benyttes produsert hydrogen i sin helhet innenlands, mens i et 2050-perspektiv eksporteres også en liten andel av produksjonen. Volumet er såpass begrenset at eksport av hydrogen/hydrogenderivater forgår på skip.

Virkinger som oppstår i lav-scenarioet er vist i Figur 5-2.

5.2 Middels scenario

Middels-scenarioet representerer et fremtidsbilde hvor utbyggingen av kraftproduksjon går raskere enn i lav-

scenarioet. Samtidig er kraftutbygging fortsatt konfliktfylt og produksjonen er dermed lavere enn i høy-scenarioet. Konfliktene knytter seg særlig til natur- og miljøinngrep i forbindelse med etablering av nytt kraftnett som er nødvendig for å kunne ta i bruk produksjonen som etableres. Konfliktfylt nettutbygging fører til betydelig mengder inntengt kraft i enkelte geografiske områder. Denne inntengte kraften legger til rette for hydrogenproduksjon. Utnyttelse av inntengt kraft til hydrogenproduksjon fører til at produksjonsvolumet er høyere enn innenlands forbruk som gir grunnlag for eksport av grønt hydrogen i størrelsesorden 150 MW som eksporteres på skip. Innen 2030 er det også etablert produksjon av blått hydrogen, med formål å legge til rette for omstilling på lengre sikt. Produksjonsvolumet er imidlertid begrenset som følge av fortsatt stor etterspørsel etter ren naturgass og dermed relativt høye naturgasspriser som gjør produksjon av blått hydrogen dyrt. Mot 2050 reduseres etterspørselen etter naturgass og legger til rette for økt produksjon av blått hydrogen.

5.2.1 2030-perspektiv

Frem til 2030 begrenser bruken av hydrogen i industri og maritim transport seg som følge av begrenset tilgang på nett i enkelte områder, umoden teknologi og at slike store omstillinger tar tid å få på plass. Nasjonalt forbruk i 2030 som er lagt til grunn i middels-scenarioet er vist i Tabell 5-3.

Tabell 5-3: Nasjonalt forbruk av hydrogen i 2030 i middels-scenarioet, fordelt på sektor

Sektor	Hydrogen [tonn/år]	Kraft [TWh/år]	Beskrivelse 2030 middels scenario
Eksisterende industri	15 000	0,8	Forsyning av industri som har tatt investeringsbeslutning om bruk av hydrogen (Celsa, pilot Yara, pilot Tizir). I tillegg lagt til grunn at Inoes og Hydro Karmøy legger om til hydrogen.
Ny industri	-	-	Ingen bruk.
Maritim transport	15 000	0,9	Forsyning av skip som har vedtatt investeringsbeslutning om bruk av hydrogen og realisering av tre hydrogenknutepunkt med avsetning for full produksjonskapasitet.
Veitransport	2 000	0,1	Forbruk tilsvarer at det tas i bruk hydrogen på om lag 100 langruter i Norge.
Togtransport	-	-	Ingen bruk.
Luftfart	-	-	Ingen bruk.
Bygg- og anlegg	2 000	0,1	Hovedsakelig bruk av hydrogen til strømforsyning. Forbruk tilsvarer bruk av hydrogen på 10-15 bygg- og anleggsplasser.
Nasjonalt forbruk	34 000	1,9	

Tabell 5-4: Nasjonalt forbruk av hydrogen i 2050 i middels-scenarioet, fordelt på sektor

Sektor	Hydrogen [tonn/år]	Kraft [TWh/år]	Beskrivelse 2050 middels scenario
Eksisterende industri	110 000	5,4	Pilotprosjekter blir fullskala og 80 prosent av industripotensialet for høytemperatur har gått over på hydrogen.
Ny industri	80 000	4,0	Forbruk i ny industri som benytter hydrogen som innsatsfaktor for produksjon av ammoniakk, metanol og andre hydrogenderivater.
Maritim transport	110 000	5,2	Forbruk tilsvarende 50 prosent av dagens kysttransport.
Veitransport	100 000	4,6	Forbruk tilsvarende 20 prosent av dagens forbruk til veitransport.
Togtransport	5 000	0,2	All banetransport som ikke allerede er elektrifisert og bruker diesel legger om til hydrogen.
Luftfart	20 000	0,9	13 prosent av dagens forbruk av fossil jet-fuel er erstattet med syntetisk drivstoff (e-fuel) og 10 prosent med hydrogen.
Bygg- og anlegg	20 000	1,0	Forbruk tilsvarende 14 prosent av dagens energiforbruk på bygg- og anleggsplasser.
Nasjonalt forbruk	455 000	21,6	

5.2.2 2050-perspektiv

Mot 2050 øker innenlands bruk av hydrogen, som vist i Tabell 5-4. Bruk av CCS og andre alternative lav- og nullutslippsteknologier, energieffektivisering og redusert forbruk/produksjon fører til at bruken av hydrogen er mer begrenset enn i høy-scenarioet.

5.2.3 Virkninger

I middels-scenarioet legger vi til grunn en produksjon på 0,06 millioner tonn grønt hydrogen og 0,5 millioner tonn blått hydrogen i 2030, og 0,6 millioner tonn grønt og 4,7 millioner tonn blått hydrogen i 2050. I

2030 benyttes 34 000 av disse tonnene innenlands, mens tilsvarende tall for 2050 er 455 000 tonn.

Virkinger som oppstår i dette scenarioet, er vist i Figur 5-3.

Figur 5-3: Virkninger i middels scenario

MIDDELS SCENARIO			2030			2050		
			Grønt	Blått	Totalt	Grønt	Blått	Totalt
	Hydrogenproduksjon i Norge	mill. tonn	0,06	0,5	0,6	0,6	4,7	5,4
	Nasjonalt forbruk	mill. tonn			0,03			0,5
	Eksport	mill. tonn			0,56			4,9
	Kraftforbruk	TWh	3,2	1,0	4,2	30	9,0	39
	Andel av samlet produksjon	%			2,7 %			25 %
	Antall vindturbiner	antall			54			499
	Naturgass-forbruk	mill. Sm ³ o.e.	-	2,3	2,3	-	20	20
	Andel av samlet produksjon	%			1,8 %			16 %
	Reduksjon klimagassutslipp	mill. tonn CO ₂ -ekv	0,5	3,3	3,7	4	30	34
	Andel av globale utslipp	%			0,0 %			0,1 %
	Reduksjon norske klimagassutslipp	mill. tonn CO ₂ -ekv	0,3	-	0,3	3,3	-	3,3
	Andel av norske utslipp	%			0,6 %			7 %
	Fanget CO ₂ (tonn)	tonn	-	4,9	4,9	-	44	44
	Antall Langskip-prosjekt	antall			3,3			29
	Sysselsetting produksjon	FTE	50-170	320-740	370-910	560-1 750	2 840-6 640	3 410-8 390
	Andel av arbeidsstyrken	%			0,0 %			0,1-0,3 %
	Andel av helt ledige	%			0,7-2 %			6-15 %

5.3 Høyt scenario

Høy-scenariet kan representere et fremtidsbilde hvor myndighetene legger til rette for hydrogenproduksjon i Norge gjennom bruk av sterke virkemidler.

5.3.1 2030-perspektiv

Den sterke virkemiddelbruken fører til at det etableres hydrogenproduksjon flere steder i landet og virksomheter hvor det i et 2030-perspektiv er teknisk mulig å legge om til hydrogen for å redusere utslipp, gjør det.

EU har i dette scenarioet ingen begrensninger for import av blått hydrogen. For å tvinge frem overgangen fra direkte bruk av fossil energi til andre energibærere inngår Tyskland en avtale om utbygging av en gassrørledning for import av hydrogen fra Norge til Tyskland. Den fulle kapasiteten på rørledningen utnyttes for eksport av blått hydrogen. I tillegg eksporteres det en begrenset mengde grønt hydrogen eller hydrogenderivater med skip.

Innenlands forbruk er i stor grad tilsvarende som i middels scenarioet, og er vist i Tabell 5-5.

5.3.2 2050-perspektiv

På lengre sikt, mot 2050, legger en storstilt utbygging av ny fornybar kraftproduksjon – drevet av havvind – til rette for at Norge blir en betydelig produsent av grønt hydrogen. Det er lite konflikt knyttet til utbygging av havvind og tilhørende infrastruktur, herunder nett. Regjeringen har innen 2040 tildelt areal for havvindproduksjon tilsvarende 40 GW, og hoveddelen av dette er realisert innen 2050. Utbyggingen fører til et stort kraftoverskudd i Norge. Lave kraftpriser legger godt til rette for hydrogenproduksjon.

God tilgang på kraft, reduserte kostnader ved fangst og lagring av CO₂, kombinert med høye karbonpriser gjør at det blir lønnsomt med blå hydrogenproduksjon. Store deler av norsk naturgassproduksjon går i dette scenarioet til hydrogenproduksjon. I vurderingen av produksjonsvolum er det tatt utgangspunkt i Oljedirektoratets forventede petroleumsproduksjon på norsk sokkel i 2050, på om lag 80 sm³ olje-ekvivalenter (Oljedirektoratet, 2022). Vi antar at om lag halvparten er petroleumsproduksjonen er naturgass.

Ettersom markedet for hydrogen utvikler seg vokser det frem et verdensmarked for hydrogen og hydrogenderivater, hvor hydrogen som ikke benyttet til innenlands bruk selges.

Tabell 5-5: Nasjonalt forbruk av hydrogen fram mot 2030 i høy-scenarioet, fordelt på sektor

Sektor	Hydrogen [tonn/år]	Kraft [TWh/år]	Beskrivelse 2030 høyt scenario
Eksisterende industri	20 000	1,1	Forsyning av industri som har tatt investeringsbeslutning om bruk av hydrogen (Celsa, pilot Yara, pilot Tizir). I tillegg lagt til grunn at Inoes og 50 prosent av Hydro fossile energi erstattes med hydrogen.
Ny industri	50 000	2,8	Etablering av ny industri som benytter hydrogen som innsatsfaktor i sin produksjon, eksempelvis produksjon av e-metanol, e-fuel ol.
Maritim transport	30 000	1,5	Forsyning av skip som har vedtatt investeringsbeslutning om bruk av hydrogen og realisering av tre hydrogenknutepunkt med avsetning for full produksjonskapasitet.
Veitransport	10 000	0,5	Forbruk tilsvarende 500 langruter.
Togtransport	5 000	0,2	Alle togstrekninger som ikke er elektrifisert i dag, tar i bruk hydrogen.
Luftfart	-	-	Ingen bruk.
Bygg- og anlegg	5 000	0,3	Hovedsakelig bruk av hydrogen til strømforsyning. Forbruk tilsvarer bruk av hydrogen på om lag 30 bygg- og anleggsplasser.
Nasjonalt forbruk	120 000	6,4	

Tabell 5-6: Nasjonalt forbruk av hydrogen fram mot 2050 i høy-scenarioet, fordelt på sektor

Sektor	Hydrogen [tonn/år]	Kraft [TWh/år]	Beskrivelse 2050 høyt scenario
Eksisterende industri	120 000	5,6	Alt innenlands potensial i eksisterende industri tar i bruk hydrogen og det etableres ny industri med et årlig forbruk på 130 000 tonn hydrogen.
Ny industri	130 000	6,3	Etablering av ny industri som benytter hydrogen som innsatsfaktor i sin produksjon, eksempelvis produksjon av e-metanol, e-fuel ol.
Maritim transport	180 000	8,6	Forbruk tilsvarende om lag 80 prosent av dagens energiforbruk til kysttransport og 50 prosent av energiforbruket i internasjonal sjøtransport som bunkres i Norge.
Veitransport	140 000	6,9	Forsyning av forbruk tilsvarende om lag 30 prosent av dagens forbruk til veitransport.
Togtransport	5 000	0,2	Alle togstrekninger som ikke allerede er elektrifisert, tar i bruk hydrogen.
Luftfart	40 000	2,0	6,5 prosent av dagens forbruk av fossil jet-fuel er erstattet med syntetisk drivstoff (e-fuel) og 4 prosent med hydrogen.
Bygg- og anlegg	40 000	1,9	Forbruk tilsvarende 28 prosent av dagens energiforbruk på bygg- og anleggsplasser.
Nasjonalt forbruk	655 000	31,6	

Innenlands bruk av hydrogen er vist i Tabell 5-6, og er i stor grad sammenfallende med bruken i middels-scenarioet.

5.3.3 Virkninger

I det høye scenarioet legger vi til grunn en produksjon på 0,2 millioner tonn grønt hydrogen og 1,2 millioner tonn blått hydrogen i 2030, og 1,0 millioner tonn grønt og 8,9 millioner tonn blått hydrogen i 2050. I 2030 benyttes 120 000 av disse tonnene innenlands,

mens tilsvarende tall for 2050 er om lag 650 000 tonn.

Virkinger som oppstår i dette scenarioet, er vist i Figur 5-4.

Figur 5-4: Virkninger i høyt scenario

HØYT SCENARIO			2030			2050		
			Grønt	Blått	Totalt	Grønt	Blått	Totalt
	Hydrogenproduksjon i Norge	mill. tonn	0,2	1,2	1,4	1,0	8,9	9,9
	Nasjonalt forbruk	mill. tonn			0,1			0,7
	Eksport	mill. tonn			1,3			9,3
	Kraftforbruk	TWh	9,9	2,2	12,1	49	17	66
	Andel av samlet produksjon 2022	%			7,8 %			43 %
	Antall vindturbiner	antall			165			819
	Naturgass-forbruk	mill. Sm ³ o.e.	-	5,1	5,1	-	38	38
	Andel av samlet produksjon 2022	%			4,1 %			31 %
	Reduksjon klimagassutslipp	mill. tonn CO ₂ -ekv	1,0	7,4	8,4	7	55	62
	Andel av globale utslipp 2021	%			0,0 %			0,2 %
	Reduksjon norske klimagassutslipp	mill. tonn CO ₂ -ekv	0,6	-	0,6	4,8	-	4,8
	Andel av norske utslipp 2021	%			1,2 %			9,9 %
	Fanget CO ₂ (tonn)	tonn	-	11,1	11,1	-	83	83
	Antall Langskip-prosjekt	antall			7,4			55
	Syssetting produksjon	FTE	160-500	720-1 680	880-2 180	910-2 810	5 340-12 460	6 250-15 270
	Andel av arbeidsstyrken	%			0,0-0,1 %			0,2-0,5 %
	Andel av helt ledige	%			2-4 %			11-28 %

5.4 Grunnlag for beregninger

5.4.1 Kraftforbruk

Kraftforbruket er beregnet basert på et forbruk på 53 kWh per kg produsert grønt hydrogen i 2030 og 48 kWh i 2050. Dette inkluderer også kraftbehovet for prosessering opp til 30 bar leveransetrykk og BOP. For togtransport er det tatt høyde for en noe bedre virkningsgrad ved drift på brenselceller kontra dieselmotor.

For blått hydrogen er det lagt til grunn et kraftforbruk på 1,9 kWh per kg produsert hydrogen ved bruk av ATR- og GHR-prosess. Kraftforbruket ved produksjon av blått hydrogen går primært til å gi kraft til karbonfangstprosessen.

Kraftforbruket sammenlignes med samlet norsk produksjon av fornybar kraft i et normalår, på 155 TWh¹²⁶. Antall turbiner er beregnet basert på en forventning om at ny kraftproduksjon i hovedsak vil bestå av havvind. Det er lagt en gjennomsnittlig installert kapasitet per turbin på 12 MW og gjennomsnittlig kapasitetsfaktor på 55 prosent. Det vil si at en vindturbin produserer i snitt 60 GWh i året. I 2022 var gjennomsnittlig installert kapasitet per turbin

¹²⁶ <https://energifaktanorge.no/norsk-energiforsyning/kraftforsyningen/>

3,4 MW og gjennomsnittlig årsproduksjon 13 GWh. Vindkraftproduksjon i Norge består i dag utelukkende av landbasert vindkraft. Installert kapasitet for havvindturbiner er større enn for landbasert vindkraft og installert kapasitet er forventet å øke fremover, i takt med utbyggingen av havvind.

5.4.2 Naturgassforbruk

Naturgassforbruket er beregnet med utgangspunkt i forholdstallet mellom nedre brennverdi per sm³ oljeekvivalent naturgass og kg hydrogen (33,3/10,4), kombinert med en antagelse om 75 prosent effektivitet i reformeringsprosessen. Det er da behov for 4,3 sm³ oljeekvivalenter naturgass per tonn produsert blått hydrogen.

Naturgassforbruket sammenlignes med den samlede produksjonen av norsk naturgass i 2022¹²⁷.

5.4.3 Klimagassutslipp

Det er ikke mulig å beregne redusert utslipp av klimagasser presist innenfor rammen av dette oppdraget, siden det vil kreve kjennskap til hvordan hydrogenet benyttes, og hva som erstattes av hydrogenet. Vi har derfor gjort en forenklet analyse,

¹²⁷ <https://www.norsketroleum.no/produksjon-og-eksport/produksjonsprognoser/#status-pa-produksjon>

der vi viser utviklingen dersom hydrogenet i sin helhet skulle erstatte diesel.

Beregningen tar utgangspunkt i at bruk av diesel medfører 0,265 kg CO₂-ekvivalenter per kWh energiinnhold¹²⁸. Vi benytter nedre brennverdi for et kg hydrogen (33,3 kWh), og legger dermed til grunn at bruk av et kg grønt hydrogen reduserer klimagassutslippet med 8,8 kg CO₂-ekvivalenter¹²⁹. I tillegg inkluderes virkningsgraden for bruk av brenselceller mot forbrenningsmotor for bruksområder innen transport der dette vil være relevant løsning.

For bruksområder der hydrogen foretrekker bruk av naturgass, som for eksempel industri og eksport av hydrogen, beregnes det 0,197 kg CO₂-ekvivalenter per kWh energiinnhold. Basert på dette vil en kg grønt hydrogen redusere klimagassutslippet med 6,6 kg CO₂-ekvivalenter¹³⁰.

For blått hydrogen legger vi til grunn 94,5 prosent karbonfangst, slik at det slippes ut 0,51 kg CO₂ ved bruk av en kg hydrogen, tilsvarende 0,015 kg CO₂ per kWh. Reduksjon i klimagassutslipp ved bruk av en kg blått hydrogen blir da 8,3 kg CO₂¹³¹.

Reduksjonen i klimagassutslipp deles opp i innenlands reduksjon, basert på anslagene for hydrogenbruk i Norge, og global reduksjon, basert på de totale produksjonsanslagene. Det antas at det norske forbruket består av grønt hydrogen så lenge det er tilstrekkelig produsert mengde, deretter blått hydrogen.

Reduksjonen i klimagassutslipp innenlands sammenlignes med det totale norske klimagassutslippet i 2021 (48,9 millioner tonn CO₂-ekvivalenter)¹³², mens reduksjonen i globale klimagassutslipp sammenlignes med totale globale klimagassutslipp i 2021 (52,8 milliarder tonn CO₂-ekvivalenter)¹³³.

5.4.4 Fanget CO₂

Ved produksjon av blått hydrogen fanges CO₂ som deretter kan lagres på norsk sokkel eller annet sted. For å beregne volumet av fanget CO₂, legger vi til grunn en fangstrate på 94,5 prosent, og at det dermed fanges 9,27 kg CO₂ per kg produsert hydrogen.

Totalt fanget volum sammenlignes med den årlige kapasiteten i karbonlageret som er under utvikling i regi av Northern Lights som en del av det statlig finansierte Langskip-prosjektet. I første fase av prosjektet etableres det en lagringskapasitet på 1,5 millioner tonn CO₂ per år¹³⁴.

5.4.5 Sysselsetting

Det er svært krevende å beregne sysselsettingsvirkninger ved bruk og produksjon av hydrogen. Vi har innenfor rammen av dette oppdraget begrenset oss til en vurdering av direkte sysselsettingsvirkninger ved produksjonen av hydrogen. Indirekte sysselsettingseffekter er i stor grad knyttet til produksjon av innsatsfaktorer – fornybar kraft og naturgass – som vil produseres uavhengig av om hydrogen produseres eller ikke.

I beregningene har vi lagt til grunn en direkte sysselsettingseffekt på mellom 0,9 og 2,8 årsverk per tusen tonn grønt hydrogen som produseres og 0,6 til 1,4 årsverk per tusen tonn blått hydrogen som produseres. Estimatenes er basert på tidligere analyser fra Menon og Sintef, jf. omtale av kompetanse og arbeidskraft i kapittel 4.2.5. Det er stor usikkerhet knyttet til disse anslagene.

Sysselsettingen sammenlignes med størrelsen på den norske arbeidsstyrken i februar 2023¹³⁵, og med arbeidsledigheten i februar 2023¹³⁶.

¹²⁸

<https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/for-myndigheter/kutte-utslipp-av-klimagasser/klima-og-energiplanlegging/tabeller-for-omregning-fra-energivarer-til-kwh/>

¹²⁹ 33,3 kWh * 0,265 kg CO₂e per kWh

¹³⁰ 33,3 kWh * 0,197 kg CO₂e per kWh

¹³¹ 8,8 CO₂e redusert utslipp ved å erstatte diesel med hydrogen fratrukket 0,51 CO₂e utslipp fra produksjon.

¹³² SSB tabell 08940

¹³³ FNs miljøprogram, Emissions Gap report 2022

¹³⁴ <https://norlights.com/about-the-longship-project/>

¹³⁵ SSB tabell 13760

¹³⁶ NAVs statistikk: <https://www.nav.no/no/nav-og-samfunn/statistikk/arbeidssokere-og-stillinger-statistikk/helt-ledige>

6. Energisystemanalyse

Energisystemanalysene består av to hoveddeler. I den første delen ser vi på mulige effekter av norsk hydrogenproduksjon på kraftsystemet i et 2030-perspektiv, gitt de ulike scenarioer for produksjon av hydrogen beskrevet i kapittel 5. Den andre delen ser på mulige effekter på kraftsystemet ved fleksibel hydrogenproduksjon i et 2035-/2040-perspektiv.

Resultatene fra kraftsystemanalysen i et 2030-perspektiv viser at gjennomsnittlig kraftprisen i Norge øker med syv prosent (6 euro per MWh) fra lav- til høy-scenarioet. Forskjellen på lav og høy-scenarioet er et kraftforbruk 11 TWh (henholdsvis 14 000 tonn hydrogenproduksjon og 1,3 millioner tonn). 11 TWh er en relativt liten del av samlet kraftproduksjon, særlig når man hensyntar importkapasitet og produksjon i tilknyttende land. Preiseffekten blir dermed begrenset.

Til sammenligning viser tidligere analyser at simulerte kraftpriser er mer følsomme for variasjoner i prisen på naturgass enn en slik økning i kraftforbruket.

Nord-Norge (NO4) er det området som får den største prisøkningen (12 prosent økning). Bakgrunnen for dette er at det er lagt til grunn at den største andelen ny hydrogenproduksjon etableres i Nord-Norge. Samtidig er regionen det området som har lavest kraftpriser.

Økt kraftforbruk, uten at dette kompenseres med økt produksjon eller redusert forbruk i andre sektorer, vil svekke kraftbalansen. En svakere kraftbalanse fører til redusert eksport, økt import og økt sannsynlighet for høyere priser i perioder, både nasjonalt og i enkelte prisområder.

Den andre delen av analysen, som ser på effekten av fleksibel hydrogenproduksjon i et 2035-/2040-

Faktaboks 6-1: Modeller av kraftsystemet

For den første hoveddelen av analysene (analyser for 2030) benytter vi kraftsystemmodellen EMPS, mens vi for andre hoveddel (Analyser av fleksibelt kraftforbruk for hydrogen) bruker modellen FanSi. Begge modellene er kraftmarkedsmodeller som optimaliserer driften av kraftsystemet ved å maksimere samfunnsøkonomisk overskudd.

Modellene favner kraftsystemet generelt, men inneholder spesielt detaljerte beskrivelser av vannkraftsystemene i Norden, inkludert topologi, vannveier, magasiner, miljørestriksjoner og vannkraftverk. Dynamikk introduseres ved at vannmagasiner kobler beslutninger mellom ulike tider (vann som lagres kan brukes til å produsere kraft senere og motsatt er vann som brukes til produksjon ikke tilgjengelig for samme produksjon senere). I tillegg bidrar faktorer knyttet til vær, som tilsig, vind og temperatur med variasjoner over tid og framtidig usikkerhet. Modellene gjør optimaliseringer hvor usikkerhetene om framtidig vær tas hensyn til (behandles stokastisk).

I dette arbeidet bruker vi elleve geografiske delområder i Norge. Modellene dekker i tillegg andre land i Norden og Nord-Europa, med generelt høyest detaljeringsgrad i landene nærmest Norge. Variasjoner i tilsig, temperaturavhengig forbruk og kraftproduksjon fra vind- og solkraft er representert med grunnlag i meteorologiske værdata for årene 1981-2015. Vi setter opp EMPS og FanSi med tre timers tidsoppløsning og benytter data for vind, sol og temperatur med tilsvarende oppløsning. Dette innebærer at modellene bestemmer kraftpriser i tretti-minutterssteg gitt værobservasjoner for alle de trettifem simulerte værårene.

EMPS er også kalt Samkjøringsmodellen. Den er veletablert og har blitt brukt i en årrekke av kraftprodusenter og andre aktører i det nordiske kraftmarkedet. Modellen vedlikeholdes kontinuerlig av SINTEF Energi. Som nevnt optimaliserer EMPS driften av kraftsystemet ved å maksimere samfunnsøkonomisk overskudd (Wolfgang, et al., 2009). Løsningen inkluderer også heuristikk som gjør at modellen må kalibreres av bruker. I dette arbeidet bruker vi en manuell kalibrering basert på kriterier for disponering av vannmagasiner.

FanSi er en nyere prototypemodell utviklet ved SINTEF Energi og brukes i dag i flere prosjekter i samarbeid med norske kraftprodusenter og andre energiaktører. FanSi skiller seg metodisk fra EMPS blant annet ved å gjøre en formell optimalisering av individuelle vannmagasiner (Helseth, et al., 2018). Dette er en nødvendig egenskap for andre hoveddel av kraftsystemanalysene (analyser for fleksibelt kraftforbruk for hydrogenproduksjon) og derfor er FanSi valgt for dette formålet. FanSi er godt egnet for å analysere framtidige kraftsystemer med betydelig produksjon fra variable kilder (vind og sol) i kombinasjon med fleksibilitet fra for eksempel energilagere.

Noen sentrale begrensninger ved modellversjonene brukt i dette arbeidet er som følger: De inkluderer begrensninger i overføringskapasiteter (ved såkalte "Net Transfer Capacities") mellom prisområder, men er ikke detaljerte nettmodeller og ikke egnet for detaljerte vurderinger av kraftnett. Videre er markeder for andre energibærere enn elektrisitet ikke representert, og for eksempel pris for naturgass går inn i modellene som antakelser. Infrastrukturen for kraftsystemene er gitt. Modellene optimaliserer kun driften av kraftsystemene og gjør ingen investeringsbeslutninger.

I presentasjon av resultater presenterer vi kraftpriser med måleenheten euro per MWh som er ekvivalent med øre per kWh når vi antar valutakurs 10 kroner per euro.

Tabell 6-1: Kraftproduksjon og -forbruk (TWh) fordelt på hovedkategorier for Lav, Middels og Høy, inkludert Middels med strøm kraftbalanse for år 2030

	Lav-scenario	Middels-scenario	Høy-scenario	Middels (strøm kraftbalanse)
Produksjon				
Vann	143	143	143	143
Vind og sol	22	22	22	22
Annet	1,4	1,4	1,4	1,4
<i>Total</i>	<i>166</i>	<i>166</i>	<i>166</i>	<i>166</i>
Forbruk				
Hydrogen	0,8	4,1	12	4,1
Annet	155	155	155	175
<i>Total</i>	<i>156</i>	<i>159</i>	<i>164</i>	<i>179</i>
Nettoeksport	11	7	5	-13

perspektiv, viser at fleksibel hydrogenproduksjon oppnår lavere kraftpriser enn gjennomsnittlig forbruk. At produsenter av hydrogen kan tilpasse produksjonen til kraftprisen fører til at kraftprisen øker i perioder hvor prisene i utgangspunktet var lave. Analysen viser imidlertid ikke noen effekt på pristopper, i form av reduksjon i kraftprisen i perioder med høye kraftpriser. Fleksibel hydrogenproduksjon bidrar i noen grad til økt lønnsomhet for ikke-regulerbar kraftproduksjon, som vind og sol, ved at prisen blir noe høyere i perioder med mye produksjon fra vind- og solkraft.

Antakelser om prisen på naturgass og CO₂-utslipp har betydning for kraftprisene som beregnes. I dette arbeidet antar vi naturgasspris 50 euro per MWh og CO₂-pris på 70 euro per tonn. Til sammenlikning forutsetter Statnett (2023) gasspris 30 euro per MWh og CO₂-pris på 100 euro per tonn for 2030 i deres basis-scenario.

6.1 Analyse av effekter i 2030-perspektiv

I analysen av effekter av norsk hydrogenproduksjon i et 2030-perspektiv baserer vi oss på produksjonsvolumene for hydrogen, og tilhørende kraftforbruk, som presenteret i de tre scenarioene i kapittel 5. Valg og forutsetninger som er lagt til grunn i analysen før øvrig er presentert i kapittel 6.1.1.

For å vise effektene av varierende kraftforbruk på kraftsystemet har vi latt kraftproduksjonen være den samme i de tre scenarioene. Over tid vil vi forvente at økt forbruk vil utløse etablering av ny produksjonen. Samtidig er utviklingen av kraftsystemet over tid sammensatt, med muligheter for perioder med større

eller mindre ubalanser mellom produksjon og forbruk både i avgrensede områder og nasjonalt, for eksempel som følge av forsinkelser i utbygging av ny kraftproduksjon eller nett. Av disse grunnene er det også interessant å undersøke effekter av økt kraftforbruk til hydrogen når alt annet holdes likt, slik vi gjør i denne analysen.

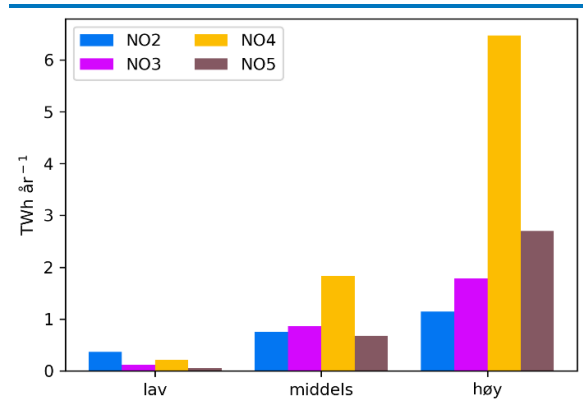
6.1.1 Valg og forutsetninger

Antakelser om prisen på naturgass og CO₂-utslipp har betydning for kraftprisene som beregnes. I dette arbeidet antar vi naturgasspris 50 euro per MWh og CO₂-pris på 70 euro per tonn. Til sammenlikning forutsetter Statnett (2023) gasspris 30 euro per MWh og CO₂-pris på 100 euro per tonn for 2030 i deres basis-scenario.

Tabell 6-1 viser kraftproduksjon og kraftforbruk som er lagt til grunn i analysen. Nettoeksport viser summen av import og eksport i løpet av året. Dersom nettoeksport er positiv innebærer det at vi har eksportert mer kraft enn det som er importert. Av tabellen fremgår også kraftforbruk som går til hydrogenproduksjon i de ulike scenarioene.

Figur 6-1 viser den antatte fordelingen av kraftforbruk for produksjon av hydrogen (grønt og blått) fordelt på fire prisområder (NO2-NO5) for strøm i Norge. Grunnlaget for fordelingen er en overordnet vurdering av eksisterende planer og initiativ for etablering av hydrogenproduksjon i Norge.

Figur 6-1: Antatt kraftforbruk i ulike prisområder for produksjon av grønt og blått hydrogen for 2030



Sentrale elementer i vurderingen inkluderer en forventning om at hydrogenproduksjon for maritime anvendelser konsentreres om Enovas fem hydrogenknutepunkter for maritim næring, mens produksjon av grønt hydrogen for eksport hovedsakelig vil fordele seg på strekningen Mosjøen-Berlevåg i Nord-Norge. Grønt hydrogen produsert for industrielle anvendelser innenlands er fordelt mellom Sørlandet (NO2), Vestlandet (NO5) og Nord-Norge (NO4) basert på identifiserte planer eller initiativ for hydrogenprosjekter.

Østlandet (NO1) er utelatt i Figur 6-1 på grunn av lite forventet hydrogenproduksjon frem mot 2030. Den største andelen av grønn hydrogenproduksjonen i et 2030-perspektiv, og tilhørende kraftforbruk, er forventet å komme i Nord-Norge (NO4). I dag finnes det planer for produksjon av hydrogen i Nord-Norge (NO4) som overstiger volumet som er lagt til grunn i høy-scenariet. Vi forventer ikke at alle disse realiseres. Vi har ikke gjort en vurdering av hvilke som vil realiseres, men lagt til grunn hydrogenproduksjon tilsvarende et kraftforbruk på 400 MW i 2030 i høy-scenariet.

Produksjon av blått hydrogen forventes ved gassterminalene på Kollsnes, Kårstø og Aukra. Siden de ikke er klart ved hvilke av disse lokasjonene det vil realiseres produksjon av blått hydrogen, er kraftforbruket fordelt likt mellom Vestlandet (Kollsnes/Kårstø) og Midt-Norge (Aukra).

Hydrogenproduksjon med PEM-elektrolyse er i seg selv svært fleksibel, men i praksis kan fleksibiliteten begrenses av mangel på hydrogenlagerkapasitet. I kraftsystemanalysene for 2030 antar vi at grønn hydrogenproduksjon ikke er fleksibel på grunn av mangel på lagerkapasiteter i 2030¹³⁷. Videre antar

¹³⁷ En beskjeden fleksibilitet er inkludert via en priselastisitetsfunksjon. For eksempel vil 20% økning/reduksjon i kraftpris gi omtrent 0.5% minking/økning i kraftforbruk.

vi at hydrogenproduksjon ved reformering er en uflexibel prosess som ikke responderer på variasjoner i kraftprisen.

6.1.2 Resultater

I resultatene våre blir gjennomsnittlig kraftpris i middels-scenariet 92 euro per MWh i Norge (Tabell 6-2). Prisene er i gjennomsnitt lavest for Nord-Norge og høyest for Østlandet, med pris på henholdsvis 88 og 95 euro per MWh, men forskjellene mellom landsdelene er nokså moderate¹³⁸. Den gjennomsnittlige prisen i Norge i lav- og høy-scenariet er henholdsvis 90 og 95 euro per MWh.

Gitt antakelser for analysene om at forbruk endres mellom scenarioene mens produksjon og overføring holdes likt, vil det i stor grad være slik at en strammere energibalanse i Norge øker kraftproduksjon fra fleksible kilder i andre land og kraftflyten fra Norges naboland til Norge. Dette bidrar til økte gjennomsnittspriser i Norge.

Tabell 6-2: Gjennomsnittlige kraftpriser (euro/MWh) i de tre scenarioene fordelt på prisområde for 2030

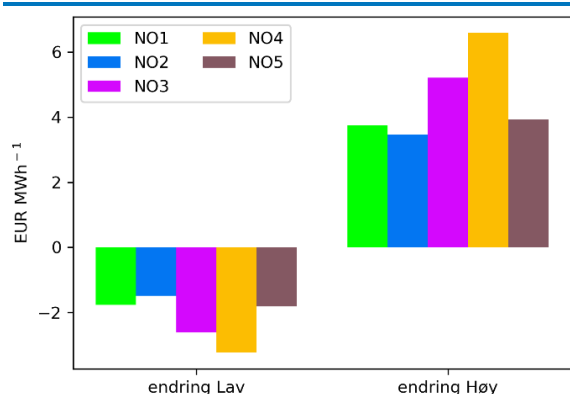
Prisområde	Lav	Middels	Høy
Østlandet (NO1)	92,7	94,5	98,2
Sørlandet (NO2)	91,7	93,2	96,7
Midt-Norge (NO3)	88,2	90,7	96,0
Nord-Norge (NO4)	84,9	88,2	94,8
Vestlandet (NO5)	90,2	92,5	95,9
Norge	90,3	92,3	96,6

Forskjellen i gjennomsnittspriser mellom scenarioene er størst i Nord-Norge og nest størst i Midt-Norge. De tre andre prisområdene påvirkes omtrent likt mellom scenarioene (Tabell 6-2). Totalt fra Lav til Høy-scenariet øker prisen med 9,8 euro per MWh for Nord-Norge, mot 6,3 euro per MWh for Norge i gjennomsnitt over alle simulerte værår. Den maksimale prisøkningen i enkeltår blant de simulerte værårene er 16 euro per MWh for Nord-Norge og 9,0 euro per MWh for Norge som helhet.

Disse forskjellene mellom Nord-Norge og til dels Midt-Norge på den ene siden og resten av Norge på den andre siden, kan ses som et resultat av at Nord-Norge får den største antatte forbruksøkningen, som vi så i Figur 6-1. I tillegg er det begrensninger i overføringskapasitetene fra Nord- og Midt-Norge.

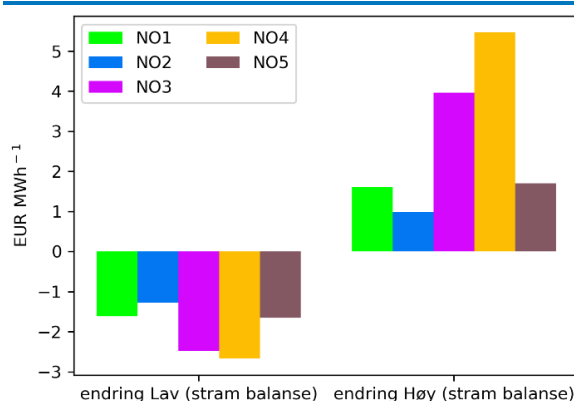
¹³⁸ Gjennomsnittsverdier er her beregnet som gjennomsnitt av verdiene for alle tretimerssteg gjennom året og alle simulerte værår. Prisen for Norge er et vektet gjennomsnitt av priser for individuelle modellområder.

Figur 6-2: Endring i gjennomsnittlig kraftpris for Lav og Høy sammenlignet med Middels for 2030



Figur 6-3 viser de samme resultatene som Figur 6-2, men basert på de alternative analysene med strammere generell kraftbalanse. Endringene i gjennomsnittlige kraftpriser blir ikke vesentlig annerledes i de alternative analysene hvor kraftbalansen er strammere.

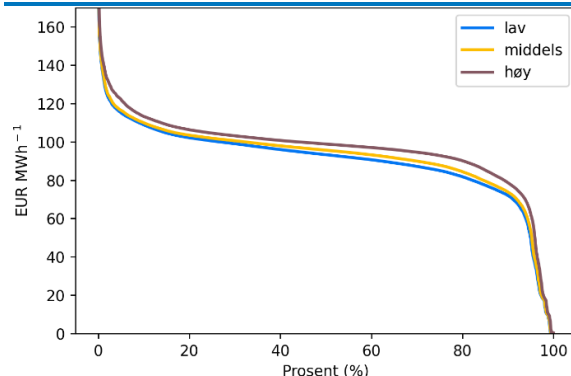
Figur 6-3: Endring i gjennomsnittlig kraftpris for Lav og Høy sammenlignet med Middels i analysene med strammere generell kraftbalanse for 2030



Fra varighetskurvene for de tre scenarioene i Figur 6-4 ser vi at kraftprisene er gjennomgående høyere når vi går fra Lav til Middels og fra Middels til Høy¹³⁹. Igjen kan dette tolkes som et resultat av større prispåvirkning fra termiske kraftverk som setter kraftprisen når kraftoverskuddet i Norge blir mindre. Som figuren viser, forekommer nullpriser nesten ikke. Økningene som er antatt i produksjon fra variable energikilder innen 2030 i det generelle kraftsystemet, er altså ikke tilstrekkelige til å gi vesentlig andeler nullpriser i disse analysene.

¹³⁹ Varighetskurver viser verdier for alle individuelle tidssteg (i vårt tilfelle tre timer) sortert fra høyeste til laveste.

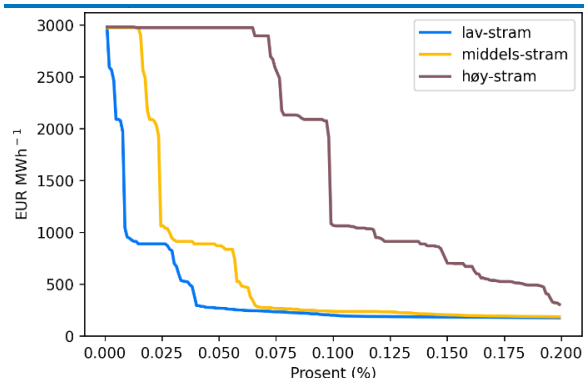
Figur 6-4: Varighetskurve for kraftpris for Norge for 2030



Note: Plottet er tegnet med tre timer som oppløsning. Merk at den vertikale akse er kappet: de høyeste pristoppene har verdier nesten 3 000 euro per MWh

Vi gjør oppmerksom på at i Figur 6-4 er den vertikale akse kuttet og viser ikke de aller høyeste pristoppene. Disse toppene er nesten like rasjoneringsprisen 3 000 euro per MWh lagt inn i modellen¹⁴⁰. Vi ser ikke noen vesentlige forskjeller i hvor mange eller høye pristoppene er i Lav-, Middels- og Høy-scenarioene. Med andre ord er de høyeste pristoppene ikke påvirket av at kraftforbruket i Lav-scenario er over 11 TWh lavere enn i Høy-scenariotet. Pristoppene forekommer enkelte vintre når det er lite vann i magasinene kombinert med lite vind og gjerne kaldt vær.

Figur 6-5: Varighetskurve for kraftpris for Nord-Norge (NO4) for de 0,2 prosent tretimersstegene med høyest priser i analysene med strammere generell kraftbalanse for 2030

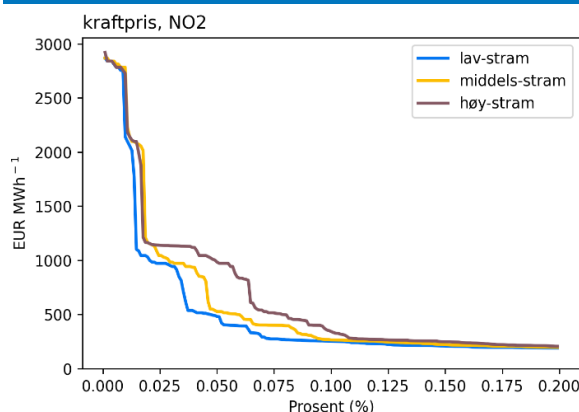


Økningen i kraftforbruk på 11 TWh påvirker imidlertid de aller høyeste prisene når vi ser på de alternative analysene hvor kraftbalansen er strammere og Norge er nettoimportør (Tabell 6-1). I dette tilfellet ser vi tendenser til at økt kraftforbruk i Høy-scenariotet gir flere pristopper. Figur 6-5

¹⁴⁰ Rasjonering (at forbruk kobles ut) er i praksis siste utvei for modellen til å oppnå balanse i systemet.

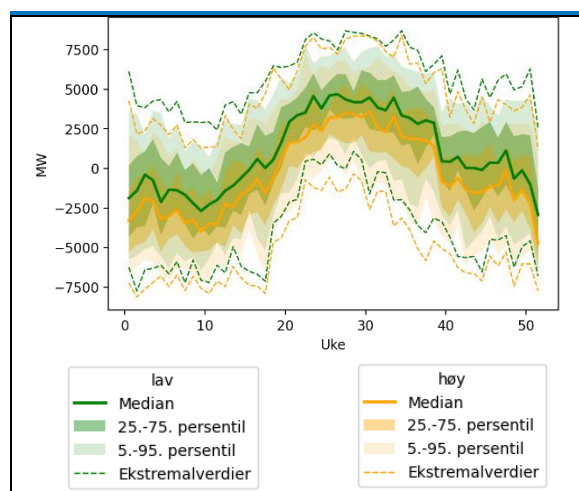
illustrerer dette ved å vise varighetskurvene for kun de 0,2 prosent høyeste prisene i analysene med stramme generell kraftbalanse. Nord-Norge er valgt her fordi effektene er tydeligst for Nord-Norge.

Figur 6-6: Varighetskurve for kraftpris for Sørlandet (NO2) for de 0,2 prosent tretimersstegene med høyest priser i analysene med strammere generell kraftbalanse for 2030



Figur 6-6 viser det samme som Figur 6-5, men for Sørlandet. Sørlandet er her valgt som en kontrast til Nord-Norge fordi effektene på pristopper er minst tydelig for Sørlandet. Disse forskjellene i resultatene mellom Nord-Norge og Sørlandet oppstår på grunn av flere overføringsmuligheter og høyere overføringskapasitet for Sørlandet. I tillegg slår det inn at Nord-Norge har den høyeste økningen i kraftforbruk til hydrogenproduksjon i analysen (Figur 6-1). Mens Sørlandet er knyttet til både Vestlandet, Østlandet, Tyskland, Nederland og Danmark (samt Sverige via Østlandet), har Nord-Norge en mer begrenset integrering med omkringliggende områder, med kobling til Midt-Norge, forbindelser til Sverige og en liten forbindelse til Finland.

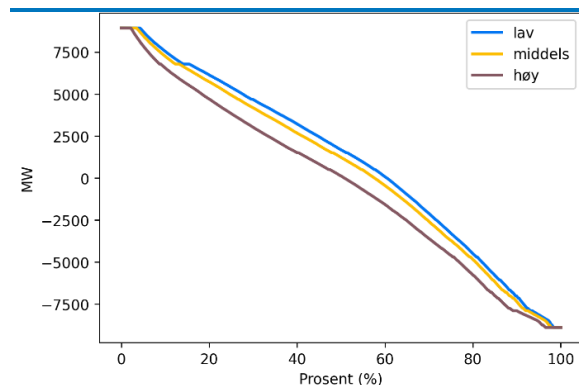
Figur 6-7: Kraftutveksling for Norge over året for 2030



Merk: Plottet er tegnet med gjennomsnittlige ukeverdier. Heltrukket linje er median for de simulerte værårerne, skraverte områder er persentilbredder og stiplede linjer minimum eller maksimum. Verdi > 0 betyr norsk eksport

Gitt at vannkraften uansett utnyttes fullt ut, fleksibiliteten til annen kraftproduksjon i Norge er begrenset og priselastisiteten til forbruket er begrenset, kompenseres høyere forbruksnivåer i Lav-scenarioet til Middels- og Høy-scenarioet med økt produksjon fra fleksible kraftverk i andre land og økt import til Norge. Dette er illustrert i Figur 6-7, som viser ukentlig total utveksling av kraft med utlandet over året for henholdsvis Lav- og Høy-scenarioet. I begge scenarioer er den vanligste situasjonen at Norge importerer på vinteren og eksporterer på sommeren når det er mye vann i magasinene, men graden av eksport (import) er mindre (større) og i Høy- sammenlignet med Lav-scenarioet.

Figur 6-8: Varighetskurve for kraftutveksling for Norge for 2030



Note: Verdi > 0 betyr norsk eksport og verdi < 0 betyr import

Varighetskurvene vist i Figur 6-8 bekrefter at eksport reduseres/import øker når vi går fra Lav- til Middels- til Høy-scenarioet. Andelen timer som Norge eksporterer med full kapasitet reduseres og andelen timer som Norge importerer for fullt øker.

6.1.3 Videre diskusjon

Det er vanskelig å forutsi hvor raskt hydrogenproduksjon og tilhørende kraftforbruk vil komme og hvor mye som vil komme innen 2030. Scenarioene Lav, Middels og Høy reflekterer dette ved å vise et vidt spenn i verdiene for hydrogenproduksjon for 2030. Det også stor usikkerhet om økningen i totalt kraftforbruk fremover, ikke bare fra hydrogenproduksjon, men også knyttet til elektrifisering av eksisterende industri og etablering av annen ny kraftintensiv industri.

Vi forventer at lagerkapasitetene for hydrogen vil være begrenset i et 2030-perspektiv. Dette, sammen med at Norge allerede har mye fleksibilitet i kraftsystemet gjennom regulerbar vannkraft, gjør at fleksibilitet i hydrogenproduksjon vil være av begrenset betydning for kraftsystemet på kort sikt. Variabel kraftproduksjon vil heller ikke være like dominerende i kraftsystemet i 2030 som det det forventes å være dem til ti år lenger frem i tid. I det store bildet, og i en 2030-tidshorisont, skiller ikke kraftbehov for ny hydrogenproduksjon seg fundamentalt fra kraftbehov fra andre nye industrielle aktiviteter. En diskusjon om økt kraftforbruk for hydrogen blir i så måte en del av en større diskusjon om økt kraftforbruk som følge av både hydrogenproduksjon, elektrifisering, etablering av batterifabrikker og annen næringsutvikling som fører til økt kraftforbruk.

Tilgjengelighet på kraft vil være med på å bestemme om og hvor nye kraftintensive industrier etablerer seg, og ny kraftproduksjon og nettkapasitet blir i så måte drivere for nytt kraftforbruk. Samtidig er det også interessant å undersøke mulige kraftsystemeffekter av ulike forbruksnivå med et gitt produksjonsnivå, altså effekter av svakere/sterkere kraftbalanser nasjonalt eller regionalt. Spesielt i perioder med raske endringer er det tenkelig at svak kraftbalanse kan oppstå midlertidig, for eksempel som følge av skjevheter i politisk styrte insentiver eller tregheter og forsinkelser i utbygging av ny kraftproduksjon og nett.

Et av resultatene fra kraftsystemanalysene for 2030 er at høyere forbruk gir høyere kraftpriser. I tråd med teori fører økt forbruk til økte priser på grunn av knapphet. Under de gitte forutsetningene, øker kraftprisene i Norge fra 90,3 euro per MWh i Lav-scenarioet til 96,6 euro per MWh i Høy-scenarioet, jf. Tabell 6-1, tilsvarende en økning på 7 prosent. Til sammenligning viser tidligere analyser at simulerte kraftpriser er mer følsomme for variasjon i prisen på naturgass enn variasjonen i kraftprisen som fremkommer i denne analysen, mellom Lav- og Høy-scenarioet.

I denne analysen øker kraftprisen mest i Nord-Norge: fra 85 euro per MWh i Lav til 95 euro per MWh i

Høy, jf. Tabell 6-1, tilsvarende en økning på 12 prosent. Samtidig er Nord-Norge fortsatt det prisområdet i landet med lavest kraftpris i analysen. Økningen blir størst i nord som følge av relativt store økninger i kraftforbruk til hydrogenproduksjon i Nord-Norge (Figur 6-1, se dessuten diskusjon i kapittel 5) i kombinasjon med begrensninger i kraftoverføring med tilgrensende områder. Resultatet kan også ses som et eksempel på at endringer i forbruk som er forskjellige mellom områder, påvirker kraftoverføring og prisforskjeller mellom områder.

Den svakere kraftbalansen som følger av høyere forbruk gir seg også utslag i redusert nettoeksport for Norge. Resultatene som gjelder endringer i gjennomsnittlige kraftpriser og netto utveksling med utlandet blir ikke vesentlig annerledes i de alternative analysene hvor kraftbalansen er strammere.

Resultatene tyder på at effekter på maksimalprisene (de høyeste pristoppene) avhenger av forutsetningene som er lagt til grunn, og i simuleringene med den standard valgte kraftbalansen ser vi ingen tydelige effekter. De alternative simuleringene med strammere nasjonal kraftbalanse inneholder imidlertid noen få tilfeller hvor høyere kraftforbruk i Høy-scenarioet leder til økte eller flere pristopper, spesielt i Nord-Norge. Disse tilfellene oppstår i perioder på vinteren hvor lite vann i magasinene kombinert med ugunstig vær (kaldt og/eller lite vind) leder til knapphet på effekt som gir kortvarige, kraftige utslag i prisene. Resultatene kan tolkes som at svakere kraftbalanse kan gi økt sårbarhet for høye pristopper nasjonalt eller på områdenivå, men effektene avhenger av omstendighetene og er usikre.

Som påpekt tidligere får vi noen tilfeller med rasjonering i simuleringene. Det er verdt å nevne at rasjonering som modellresultat må tolkes forsiktig, da kraftsystemmodellen ikke fanger opp alle samfunnsmekanismer for å unngå rasjonering. Slike mekanismer kan for eksempel være tilpasninger fra produsenter, forbrukere eller myndighetsapparat når anstrengte kraftbalanser utvikler seg.

6.2 Analyser av fleksibelt kraftforbruk for hydrogen

Denne delen av kraftsystemanalysene har som mål å gi innsikt i mulige kraftsystemeffekter av fleksibel hydrogenproduksjon i systemer med vesentlig innslag av variabel kraftproduksjon fra havvind. Kraftforbruket ved å produsere hydrogen med elektrolyse har potensial til å være fleksibelt og følge variasjoner i tilgjengelig kraft eller kraftpris (høy hydrogenproduksjon ved høy tilgjengelighet eller lav kraftpris, og omvendt). Slik fleksibilitet kan være med å avlaste kraftsystemene for utfordringer knyttet til mye

variabel kraftproduksjon fra havvind i fremtiden; for eksempel bidra til å jevne ut svingninger i kraftpriser og minke pristopper.

Selv om hydrogenproduksjon kan utnytte fleksibilitet vil det i mange tilfeller være behov for å levere hydrogen jevnlig. For å da kunne utnytte fleksibiliteten til elektrolyse i praksis, er det også nødvendig med ekstra kapasitet for hydrogenproduksjon sammen med lagerkapasiteter som gjør det mulig å produsere overskudd av hydrogen når tilgjengeligheten på kraft er god og/eller kraftprisene er lave¹⁴¹. Ved siden av tanker eller containere, utgjør gassrørledningsnettverk også lager der beholdningen av (hydrogen)gass kan justeres ved at trykket varieres innenfor gitte grenser. Lagring av hydrogen i undergrunnsformasjoner er også en mulighet (jf. omtale i kapittel 2).

6.2.1 Valg og forutsetninger

Med utgangspunkt i Middels-scenariet fra analysene for 2030, legger vi i denne analysen til 24 TWh ny grønn hydrogenproduksjon og 24 TWh ny variabel kraftproduksjon fra vindkraft. Disse tilleggene representerer ikke eksakte forventninger for noe år, men de er ment å være relevante for vurderinger i et 2035-2040-perspektiv.

Som nevnt tidligere er teknologien for PEM-elektrolyse fleksibel og hydrogenproduksjon kan skaleres opp og ned avhengig av kraftpriser eller tilgjengelighet på kraft. Vi forventer at fleksibiliteten begrenses av lagerkapasiteter innen 2030, samtidig som vi ser fleksibel hydrogenproduksjon som et mulig betydningsfullt element av kraftsystemet innen 2035-2040. I de utforskende analysene som vi presenterer her, legger vi vekt på egenskaper ved PEM-elektrolyse og gjør følgende valg og forutsetninger:

- Basert på den geografiske fordeling for kraftforbruk til hydrogenproduksjon for 2030 og en overordnet vurdering for noen flere år frem i tid, velger vi de enkle antakelsene om at 24 TWh ny grønn hydrogenproduksjon fordeles med 10 TWh til sørlige del av Norge (NO2 og NO5), 4 TWh til Midt-Norge (NO3) og 10 TWh til Nord-Norge (NO4).
- Vi forutsetter at kraftforbruket er fleksibelt og følger signaler fra kraftmarkedet. Fleksibiliteten oppnås i kraftsystemmodellen ved hjelp av modellerte hydrogenlager. Bruken av lageret inngår i den matematiske optimaliseringen, slik at modellen velger hvor mye hydrogen som produseres gitt markedssignalene og lagerbeholdningen i hvert tretimerssteg.
- Vi forutsetter at elektrolysørene kan driftes ned til et lavt nivå, men ikke til null. Konkret antar vi at

minimum 10 prosent av produksjonen må gå konstant.

- Vi antar et lite tap på to prosent ved å bruke det modellerte lageret. Leveransen av hydrogen antas å måtte være jevn og konstant.

Gitt mange usikkerheter om både utviklingen av kraftsystemet og hydrogenproduksjon i fremtiden, er det krevende å bestemme hva som er realistiske grader eller typer fleksibilitet i hydrogenproduksjon. I kraftsystemanalysene av fleksibel hydrogenproduksjon utforsker vi fem scenarier, hvorav ett forutsetter helt ufleksibel hydrogenproduksjon ("Ufleks") og fire forutsetter ulike grader av fleksibilitet ("Fleks"). Graden av fleksibilitet varieres her gjennom to parametere, nemlig størrelsen på hydrogenlager og kapasiteten til å produsere overskudd av hydrogen i lavpristimer. Tabell 6-3 gir en oversikt over de fem scenarioene.

Avhengig av scenario, forutsettes lagerstørrelsen å tilsvare enten 10 timer eller 160 timer. Overskuddet i produksjonskapasitet forutsettes å utgjøre enten 10 eller 30 prosent av gjennomsnittlig produksjon. Det følger for eksempel av at med lagerstørrelse tilsvarende 10 timer og overskudd i produksjonskapasitet 10 prosent, er den korteste mulige tiden for å fylle hele lagerkapasiteten 100 timer. Vi forutsetter altså at det er mest relevant med relativt korttidslagring sammenlignet med sesonglagring for Norge i tidshorisonten vår.

Tabell 6-3: Oversikt over fem scenarier for fleksibel hydrogenproduksjon

	Lagerstørrelse	Overskudd produksjons- kapasitet
Ufleks	0	0
Fleks	10 timer	10%
Fleks høy (lager)	160 timer	10%
Fleks høy (produksjon)	10 timer	30%
Fleks høy (lager og produksjon)	160 timer	30%

Merk: Lagerstørrelsen er målt i antall timer gjennomsnittlig hydrogenproduksjon. Overskudd produksjonskapasitet er målt relativ til kapasiteten som brukes i gjennomsnitt.

Ny kraftproduksjon på 24 TWh plasseres i hovedsak sør i Norge, med 16 TWh, basert på antakelsen om at havvind på Utsira Nord og Sørlige Nordsjø II kommer

¹⁴¹ Alternativt kan man se for seg at flere alternative kilder til hydrogen kombineres for å gi jevn hydrogenlevering.

først, mens Midt-Norge og Nord-Norge får 4 TWh vindkraft hver.

6.2.2 Resultater

Resultatene viser at fleksibel hydrogenproduksjon kan oppnå lavere gjennomsnittlige kraftpriser enn den gjennomsnittlige markedsprisen. Dette skyldes mulighetene fleksibiliteten gir til å flytte hydrogenproduksjon fra timer med høy kraftpris til timer med lav kraftpris. De lavere simulerte kraftprisene for hydrogenproduksjon kan ses ved å sammenligne Tabell 6-4 og Tabell 6-5, hvor førstnevnte tabell viser totale snittpriser for kraftmarkedet og den andre viser snittpriser for hydrogenproduksjon¹⁴².

I scenarioet Fleks, som forutsetter fleksibel hydrogenproduksjon, er kraftprisene for hydrogenproduksjon i gjennomsnitt 7,7-8,5 euro per MWh lavere enn markedsprisene, avhengig av område i landet. Om vi ser på scenarioet Fleks høy (lager og produksjon), som er scenarioet hvor hydrogenproduksjonen har størst grad av fleksibilitet, er den tilsvarende reduksjonen 9,3-10 euro per MWh, altså en samlet tilleggsggevinst på rundt 1,5 euro per MWh sammenlignet med Fleks.

Tabell 6-4: Gjennomsnittlige kraftpriser (euro per MWh) vist for aggregerte områder i de fem scenarioene

Scenario	Norge sør	Norge midt	Norge nord
Ufleks	94,5	98,2	97,5
Fleks	94,5	98,3	97,8
Fleks høy (lager)	94,6	97,9	97,4
Fleks høy (produksjon)	94,6	98,4	98,0
Fleks høy (lager og produksjon)	94,6	98,5	98,0

Tabell 6-5: Gjennomsnittlige kraftpriser (euro per MWh) oppnådd for produksjon av hydrogen

Scenario	Norge sør	Norge midt	Norge nord
Ufleks	94,5	98,2	97,5
Fleks	86,8	90,7	89,3
Fleks høy (lager)	86,7	90,6	89,1
Fleks høy (produksjon)	84,7	88,8	87,4
Fleks høy (lager og produksjon)	84,6	89,2	87,6

Figurene på neste side illustrerer driften av fleksibel hydrogenproduksjon i simuleringene med et eksempel. Vi ser på været og simuleringresultatene for uke 27 til uke 29 i 2015 og området "Norge sør" (samlet NO2 og NO5). Uke 27 til 29 i 2015 er en våt periode, det kommer spesielt mye tilsig i uke 27 i store deler av landet (ikke så mye i Nord-Norge) og det er generelt mye vann i magasinene i simuleringene.

Samtidig varierer kraftproduksjonen fra havvind mye i perioden, med bunner som er nærmest null og topper som er nærmest maksimalt nivå. Dette kan ses fra panel a) i Figur 6-9. Den heltrukne linjen viser 2015. Halvparten av verdiene fra alle de 35 værårene ligger innenfor det skraverte området (25-75-persentil).

Panel b) i Figur 6-9 viser de simulerte kraftprisene fra scenarioet Fleks for de samme ukene. Variasjonene i havvind påvirker kraftprisene. I panel a) og b) ser vi sammenfall mellom timer med lite havvind og relativt høy kraftpris, og mellom timer med mye havvind og lav kraftpris.

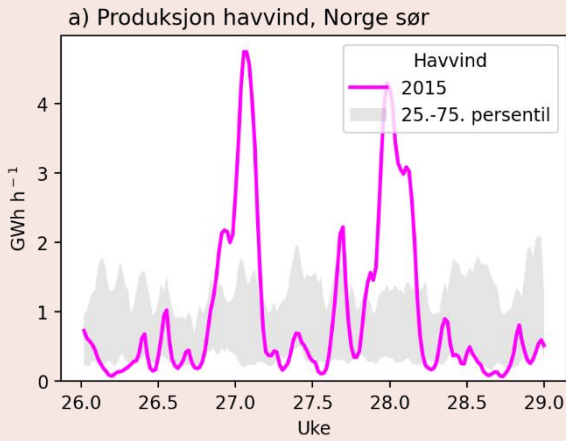
Figur 6-10 viser hvordan lagerkapasiteten for hydrogen henholdsvis fylles (panel a) og tømmes (panel b) i scenarioet Fleks i den samme treukersperioden. I simuleringene vil driften av lagerkapasitetene bestemmes av kraftprisene og det langsiktige planleggingsproblemet som modellen løser i hvert tidssteg, med forutsetningen at det alltid skal være en jevn levering av hydrogen totalt (fra hydrogenproduksjon direkte med strøm fra nettet pluss eventuelt hydrogen hentet fra lageret). Mønsteret er at hydrogen hentes fra lager når kraftprisene er høye og fylles når prisene er lave.

¹⁴² I de to tabellene er verdiene for scenarioet Ufleks like, fordi hydrogenproduksjon her forutsettes å være ufleksibel. Når uttrykt med tre signifikante siffer som i tabellene, får

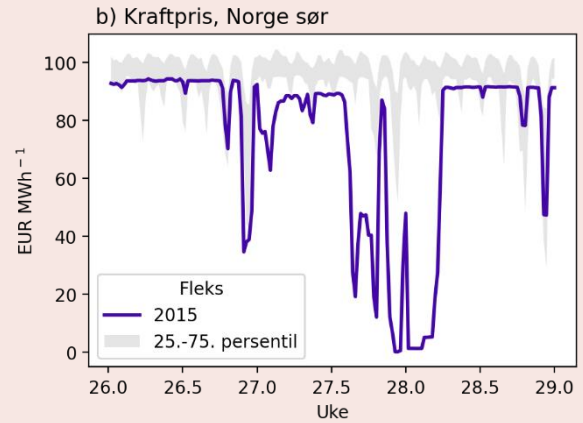
hydrogenproduksjon da samme snittpriser som markedet som helhet.

Figur 6-9: Produksjon av havvind og kraftpris i Sør-Norge i scenario Fleks

a) Samlet kraftproduksjon fra Norge sør over en treukersperiode i 2015



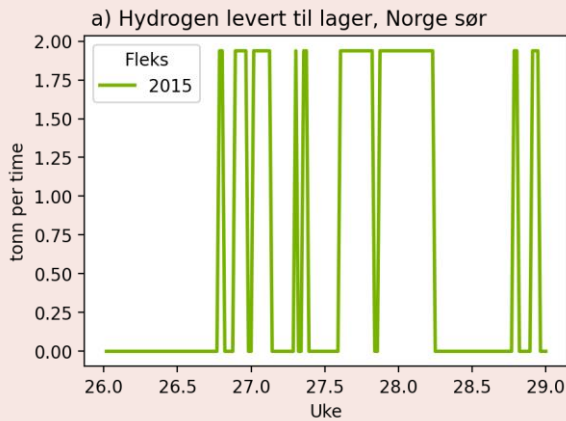
b) Simulert kraftpris i Norge sør for samme treukersperioden



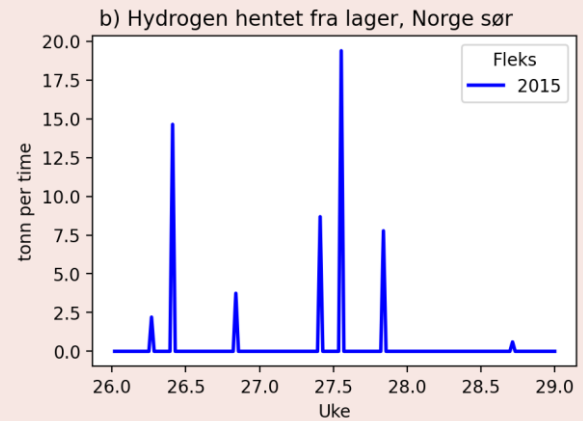
Merk: Heltrukne linjer representerer væråret 2015 og skyggelagte områder interkvartilbredden over alle simulerte værår.

Figur 6-10: Hydrogen levert til og hentet fra lager i Sør-Norge i scenario Fleks

a) Hydrogen levert til lager i Norge sør for scenario Fleks høy (lager og produksjon) over samme treukersperioden i 2015

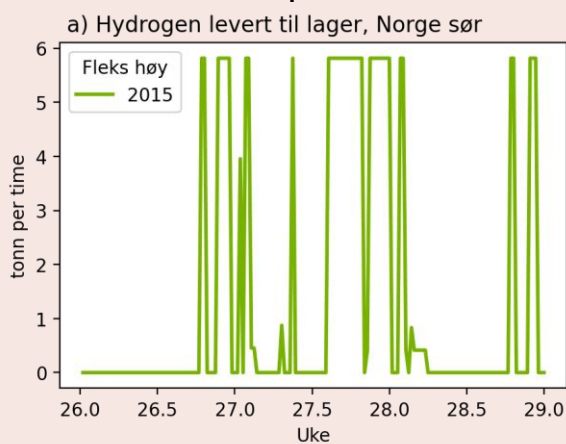


b) Hydrogen hentet fra lager i Norge sør for Fleks for samme perioden.

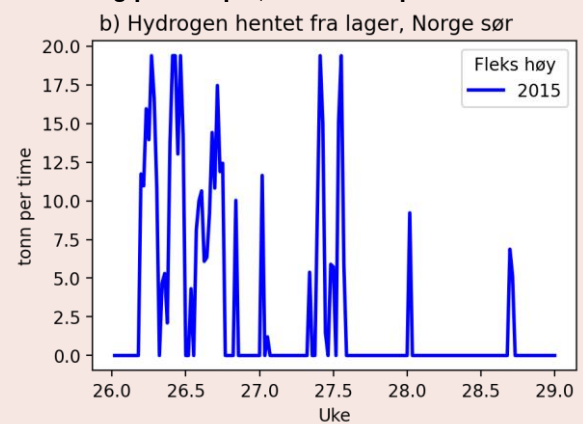


Figur 6-11: Hydrogen levert til og hentet fra lager i Sør-Norge i scenario Fleks høy (lager og produksjon)

a) Hydrogen levert til lager i Norge sør for scenario Fleks høy over samme treukersperioden i 2015



b) Hydrogen hentet fra lager i Norge sør for Fleks høy (lager og produksjon) for samme perioden

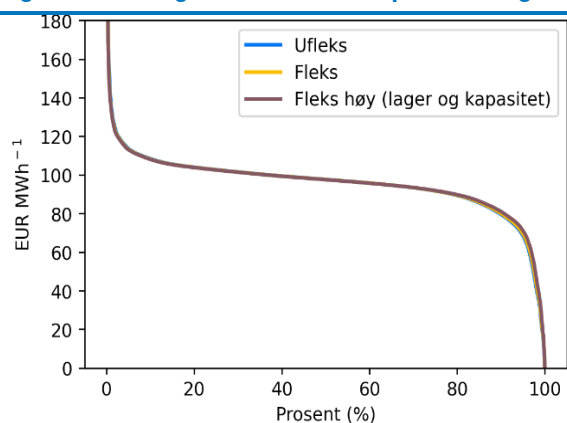


Skalaen i panel a) er mindre enn panel b) fordi vi forutsetter en strengere begrensning på hvor raskt overskuddshydrogen kan produseres for lagerfylling enn hvor raskt lageret kan tømme. Dette er også grunnen til at toppene i panel a) er butte mens de i panel b) er spisse, fordi modellen må bruke flere tidssteg på å fylle enn å tømme lageret.

Figur 6-11 viser det samme som Figur 6-10 for scenarioet Fleks høy (lager og kapasitet). Vi ser at den økte graden av fleksibilitet øker omfanget av bruken av lageret.

Varighetskurvene for kraftpris for de ulike scenarioene er relativt like, som Figur 6-12 viser. Den vertikale akse i figuren er kuttet, men resultatene har ingen vesentlige forskjeller i de maksimale prisene mellom scenarioene. Selv om det er tenkelig at kraftforbruk som kan reguleres ned kan senke pristopper, ser vi altså ikke dette i resultatene våre.

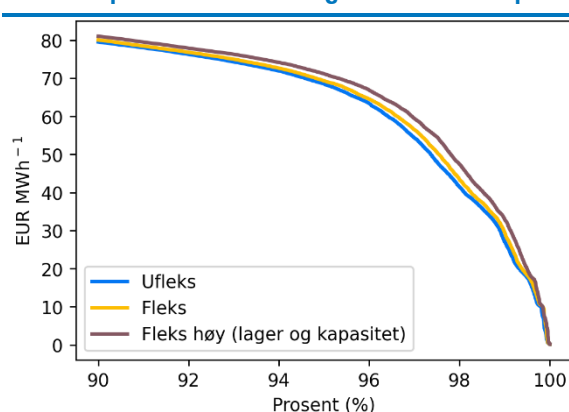
Figur 6-12: Varighetskurve for kraftpris for Norge



Note: Plottet er tegnet med tre timer som oppløsning. Den vertikale akse er kappet; de høyeste pristoppene har verdier over 1 000 euro per MWh.

Det kommer frem tydeligere forskjeller når vi ser varighetskurver for de 10 prosent laveste prisene, vist i Figur 6-13. Disse prisene øker i fleksibilitets-scenarioene Fleks og Fleks høy sammenlignet med Ufleks. Økningene er en konsekvens av at den fleksible hydrogenproduksjonen øker forbruket i timer med lave kraftpriser

Figur 6-13: Varighetskurve for kraftpris for Norge for de 10 prosent tretimersstegene med lavest priser



Dersom prisøkningene som følge av fleksibel hydrogenproduksjon er positivt korrelert med kraft fra havvind (altså at hydrogen øker kraftprisene i timer hvor det blåser mye), vil fleksibel hydrogenproduksjon øke inntjeningen for havvindprodusenter. Det samme gjelder for kraft fra andre variable kilder slik som vindkraft på land eller sol.

I resultatene våre er den gjennomsnittlige kraftprisen oppnådd for all vind- og solkraft på 92,8 euro per MWh i Ufleks, altså noe lavere enn den gjennomsnittlige markedsprisen på 94,5 euro per MWh, jf. Tabell 6-4. Den oppnådde prisen for vind og sol øker til 93,0 euro per MWh i Fleks og 93,5 euro per MWh i Fleks høy (lager og kapasitet). Vi ser altså effekten at fleksibel hydrogenproduksjon øker inntjeningen for totalen av vind- og solkraft, men effekten er beskjeden i våre resultater.

6.2.3 Videre diskusjon

I anvendelsene av kraftsystemmodeller for denne utredningen gjøres markedsklareringene i tidssteg på tre timer. Markedene i modellene er ikke eksakte representasjon av noen av virkelighetens kraftmarkeder, men er mest sammenliknbar med engrosmarkedet (spotmarkedet) for elektrisk kraft hvor priser fastsettes time for time en dag på forhånd. I realiteten finnes det flere reservemarkeder for å sikre balanse, stabilitet og pålitelighet i elektrisitetssystemet på kortere tidsskalaer og i sanntid¹⁴³. Hydrogenproduksjon med PEM-elektrolyse kan være fleksibel også på relativt korte tidsskaler og yte tjenester for kraftsystemet også på disse tidsskalene¹⁴⁴. Det finnes forskning basert på datamodeller som indikerer at dette kan gi ekstra inntektsstrømmer for hydrogenprodusenter og på den

¹⁴³ Statnett, 2023. Introduksjon til reservemarkedene. <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/reservemarkeder/introduksjon-til-reserver/>

¹⁴⁴ Yue, M., Lambert, H., Pahon, E., Roche, R., Jemei, S., Hissel, D., 2021. Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 146, 111180. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111180>

måten bidra til konkurranseevne (Alshehri, et al., 2019; Kopp, et al., 2017).

PEM-elektrolysører tas i dag i bruk i større skala og forventes å kunne spille en rolle til balansering som diskutert over. Verdt å merke seg er at slik fleksibel bruk kan føre til hurtigere degradering av ytelsen, og generelt opererer elektrolysøren ved lavere effektivitet nært kapasitetsgrensen (Gusain, et al., 2020). Det blir dermed en avveining mellom ekstra inntekter for systemtjenester og/eller på grunn av lave kraftpriser og ekstra energiforbruk og økt slitasje. Det pågår forskning for å bedre forstå degradering ved varierende last, og for å forbedre egenskapene til PEM-elektrolysører ytterligere.

Ved siden av å være en kilde til fleksibilitet i kraftsystemet gjennom fleksibelt kraftforbruk når hydrogen produseres, kan hydrogen også gi fleksibilitet til kraftsystemet dersom det konverteres tilbake til elektrisitet med fleksible produksjonsenheter (gasturbiner, brenselceller). Slike løsninger kan bidra med fleksibilitet i kraftsystemet i høypristimer¹⁴⁵ og kan skje i ulike kombinasjoner med andre fleksibilitetskilder (for eksempel biogass, batterier)^{146 147}. Samtidig vil konverteringen tilbake til elektrisitet medføre et ekstra tap av energi.

¹⁴⁵ Statnett (2023). Langsiktig Markedsanalyse 2022-2050. <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf>

¹⁴⁶ Egeland-Eriksen, T., Hajizadeh, A., Sartori, S., 2021. Hydrogen-based systems for integration of renewable energy in power systems: Achievements and perspectives.

International Journal of Hydrogen Energy 46, 31963–31983. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.06.218>

¹⁴⁷ Öberg, S., Odenberger, M., Johnsson, F., 2022. Exploring the competitiveness of hydrogen-fueled gas turbines in future energy systems. International Journal of Hydrogen Energy 47, 624–644. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.10.035>



Del III: Virkemiddelanalyse

Kapittel 7: Effektiv virkemiddelbruk og eksisterende virkemidler på klimaområdet

Kapittel 8: Vurdering av nye virkemidler for å fremskynde utviklingen av hydrogenverdikjeder

7. Effektiv virkemiddelbruk og eksisterende virkemidler på klimaområdet

I dette kapittelet redegjør vi innledningsvis for hvilke forhold som gir grunnlag for statlig inngrep i et marked. Deretter gir vi en oversikt over eksisterende og planlagte virkemidler på klimaområdet, først nasjonale virkemidler og EU-ordninger og dernest virkemidler i utvalgte land utenfor EU som er særlig relevante sett opp mot målet om å legge til rette for utvikling av hydrogenproduksjon, -distribusjon og -bruk.

7.1 Teoretisk utgangspunkt - markedssvikter og effektiv virkemiddelbruk

Utgangspunktet for utvikling av norsk næringsliv er at utviklingen skal skje på markedsvilkår. Effektive markeder sørger for at bedriftene med de beste prosjektene og investeringene tiltrekker seg kapital og arbeidskraft. På denne måten sørger markedet for at samfunnets ressurser benyttes der de skaper mest verdi.

Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv kan det være grunnlag for statlig inngripen dersom det er forhold som gjør at markedet alene ikke klarer å sørge for at samfunnets ressurser utnyttes på best mulig måte. I samfunnsøkonomisk teori omtales tilfeller hvor markedet alene ikke realiserer en optimal allokering av ressurser som markedssvikt.

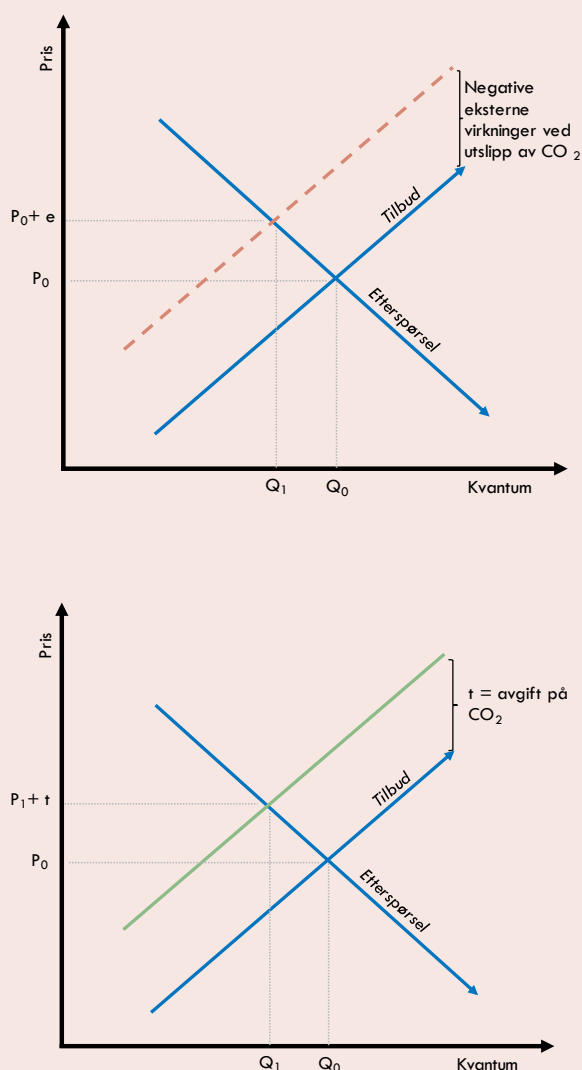
Typiske markedssvikter som ligger til grunn for klimapolitikken er negative og positive eksternaliteter, der produsenter ikke tar inn over seg de fulle kostnadene eller gevinstene av produksjon (Christiansen, et al., 2015). Mest sentralt er at (i) forurensere ikke står overfor den reelle kostnaden ved utslipp og at (ii) investeringer i klimateknologi gir større avkastning for samfunnet som helhet enn for bedriften isolert sett. Sistnevnte effekt kan for eksempel omfatte kunnskaps-eksternaliteter ved forskning og utvikling (FoU) og læringseffekter i bruk av nye teknologier (NOU, 2015:15).

Negative og positive eksternaliteter blir som regel ikke tatt hensyn til i bedriftens investeringsbeslutninger. Det vil føre til at bedrifter investerer mindre i klimavennlige løsninger og ny teknologi enn det som er lønnsomt for samfunnet. Når det eksisterer markedssvikt i et visst omfang, vil det gi grunnlag for offentlige inngrep som kan korrigere svikten og derigjennom bidra til effektiv utnyttelse av samfunnets ressurser. Eksempler på statlige virkemidler som kan benyttes for dette formål er direkte krav i form av

pålegg og forbud, økonomiske virkemidler i form av avgifter og subsidier og organisatoriske tiltak, som offentlig eierskap. Rasjonale bak statlig intervensjon er knyttet til at markedet ikke selv evner å bidra til rask nok omstilling til bærekraftige løsninger i tråd med klima- og miljømålene.

Når det gjelder utvikling av verdikjeder for hydrogen gjør begge de to sentrale markedssviktene seg gjeldende. Grønt og blått hydrogen som er (tilnærmet) utslippsfri teknologi har ikke de samme negative eksternalitetene knyttet til klimagassutslipp, som dagens fossile energikilder til transport eller industri. Samtidig er det fortsatt behov for teknologiutvikling og kostnadsreduksjon i ulike deler av verdikjeden. Andre relevante markedssvikter som

Figur 7-1: Produksjon med negative eksternaliteter



Illustrasjon: Oslo Economics

kan påvirke utviklingen av verdikjeder og markeder for hydrogen er nettverkseffekter knyttet til utvikling av infrastruktur og informasjonsproblemer i kapitalmarkedene.

7.1.1 Negative eksternaliteter av klimautslipp

Utslipp av CO₂ og konsekvensene det medfører i form av klimaendringer, tap av biologisk mangfold, ekstremvær, og endret levesett i mange land, er eksempler på at økonomisk aktivitet påvirker omgivelsene negativt. I et uregulert marked vil aktørene som står for utslippene eller bruker naturen, ikke møte de reelle kostnadene aktiviteten påfører samfunnet. Konsekvensen vil bli overproduksjon og overforbruk relativt til det som er samfunnsøkonomisk optimalt (NOU, 2015:15).

Den negative eksternaliteten knyttet til utslipp fra økonomisk aktivitet er illustrert i Figur 7.1. Den samfunnsøkonomiske kostnaden av aktiviteten er høyere enn den bedriftsøkonomiske kostnaden som foretaket basere sine beslutninger på. Uten korrigering av markedet fører dette ofte til for høy aktivitet fra industriens side.

Kvoter eller avgifter som det teoretisk optimale virkemiddelet

Prising av utslipp gjennom omsettelige kvoter og CO₂-avgift er hovedvirkemidlene for å korrigere for negative eksternaliteter av utslipp. Dette er i tråd med prinsippet om at forurensere skal betale. Størrelsen på en avgift per tonn CO₂ skal ideelt settes lik den marginale kostnaden for samfunnet av et ekstra tonn CO₂ i atmosfæren (e i figuren). Alternativt kan det settes et øvre tak på utslippsmengde i form av kvoter som gir optimalt nivå av utslipp (Q_1 i figuren).

Ved korrekt nivå av omsettelige kvoter eller avgift, vil utslippsmengden og pris for utslipp (avgift eller kvotepris) være lik for de to alternative virkemidlene. For å beregne avgifts- og kvotenivå behøves omfattende informasjon om den marginale effekten på klimaet av hvert tonn CO₂ utslipp, og tilsvarende informasjon om den marginale samfunnskostnaden ved ulike klimaendringer nå og for fremtidige generasjoner (NOU, 2015:15).

Når utslipp gir samme skade uavhengig av kilde, bør virkemidlene i utgangspunktet utformes slik at den marginale kostnaden ved å redusere utslippene er den samme for alle utslippskilder. Klimaendringen er den samme, uansett om et ekstra tonn med CO₂ slippes ut her eller i utlandet. En generell pris for CO₂-utslipp vil legge til rette for at de rimeligste utslippsreduksjonene gjennomføres først, og at det kun er produksjon med en verdi høyere enn CO₂-prisen som opprettholdes.

Mangel på informasjon om det totale skadeomfanget og tilhørende samfunnsøkonomiske kostnader fra ulike aktiviteter, gjør at det i praksis er vanskelig å finne rett nivå på en avgift. Det er derfor risiko for å sette en avgift som er enten for lav eller for høy. I noen tilfeller kan det være enklere å ta stilling til hva utslippsnivået bør være. Et kvotesystem fremfor en avgift gir en sikker utslippsmengde, mens prisen vil avgjøres av kostnadene for nødvendige utslippsreduksjoner for å oppnå utslippsmålet.

En CO₂-avgift eller et kvotetak på rett nivå er det mest samfunnsøkonomisk effektive virkemiddelet for å korrigere for negative eksternaliteter. Når dette er den eneste markedssvikten, er det tilstrekkelig å korrigere denne gjennom en korrekt priset avgift, og det er ikke nødvendig å gi noen andre insentiver eller ha flere virkemidler samtidig. I den samfunnsøkonomiske optimale løsningen opprettholdes det nivået av produksjon som samfunnet er villig til å betale for i form av produktpriser og priser for utslipp. Lavutslippsløsninger, som blått og grønt hydrogen, blir mer konkurransedyktige gjennom prising av CO₂-utslipp, ved at fossile alternativer får en høyere kostnad. Dersom kostnaden ved CO₂-utslipp blir tilstrekkelig høy, kan bruk av hydrogen som energibærer bli foretrukket og bedriftsøkonomisk lønnsomt.

Direkte regulering når CO₂-prisen ikke kan settes høyt nok

I praksis har det vist seg vanskelig å få på plass en global klimaavtale og kostnad på CO₂-utslipp. EUs kvotesystem ETS er det nærmeste vi i dag er en internasjonal CO₂-pris. Når CO₂-prisene ikke er globale, reduseres effektiviteten for dette virkemiddelet. Høye CO₂-avgifter i Europa, uten tilsvarende avgifter i andre land, gir risiko for utflagging av industri og annen forurensende aktivitet (karbonlekkasje) og redusert konkurransekraft og sysselsetting i Europa. Dette er også del av årsaken til at kvotetaket i mange år har vært satt relativt høyt, og at de mest konkurranseutsatte sektorene har vært unntatt eller har fått tildelt gratis kvoter i EUs kvotesystem.

Det kan også være andre årsaker til at det er krevende å sette en generell CO₂-pris tilstrekkelig høyt. En del av utslippskuttene vil nettopp komme som følge av redusert produksjon i enkelte næringer, der det ikke er høy nok betalingsvilje for produktene til å forsvare CO₂-prisen eller kostnadene for å realisere utslippskutt. En høy CO₂-pris som gjaldt generelt kunne dermed redusert aktiviteten i næringer vi av ulike grunner ønsker å opprettholde/beskytte, som landbruk eller en rekke små og mellomstore bedrifter i ulike lavmarginbransjer, eller i distriktene der behovet for

transport er større. Dette kan være krevende av politiske og sosiale grunner.

Når tilstrekkelig høye avgifter eller kvoter er praktisk og politisk vanskelig å innføre, åpner det for bruk av nest-beste-løsninger for å korrigere for negative eksternaliteter. Et slikt virkemiddel er direkte regulering i form av påbud eller forbud. For eksempel kan dette være påbud om bruk av nullutslipps-løsninger, påbud om bruk av hydrogenbaserte løsninger, eller forbud mot bruk av fossile energikilder eller produkter med lav energieffektivitet. Krav i offentlige anbud vil likeledes kunne benyttes for å sikre en ønsket utvikling og innfasing av ny lav- og nullutslippsteknologi.

Regulering griper direkte inn i aktørenes handlefrihet, og vil ikke nødvendigvis oppnå at de mest effektive løsningene realiseres. For eksempel kan det innebære at aktører med høye kostnader for reduksjon av CO₂ må kutte utslipp eller legge ned produksjon, mens aktører med lave kostnader for CO₂-reduksjon ikke omfattes av reguleringen. Detaljert regulering som pålegger konkrete løsninger, kan også være innovasjonshemmende og forhindre utvikling av mer effektive løsninger.

Direkte regulering kan være et effektivt virkemiddel i tilfeller hvor det er sikkert hvilke løsninger som er mest samfunnsøkonomisk lønnsomme, eller hvis avgifter og kvoter er krevende å implementere. Vellykket regulering krever imidlertid at myndighetene er godt nok informert til å fastsette hensiktsmessige krav, og føre kontroll med etterlevelsen av reguleringene.

7.1.2 Kunnskapseksternaliteter og læringseffekter

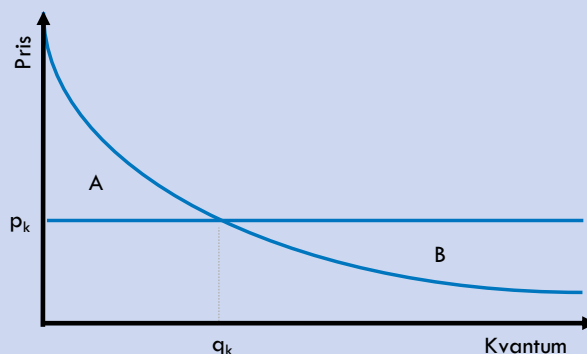
Kunnskap er til dels et kollektivt gode. Den privat-økonomiske lønnsomheten av forskning og utvikling vil ofte være lavere enn den samfunnsøkonomiske lønnsomheten. Når en privat aktør investerer i forskning og utviklingsaktiviteter, genereres det kunnskap som ofte vil være til nytte også for andre virksomheter. Den private aktøren får dermed ikke den fulle avkastningen på investeringen – det oppstår positive kunnskapseksternaliteter. Konsekvensen kan være at det i en uregulert markedsøkonomi vil bli forsket og utviklet for lite, sammenlignet med det som er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Også i senere faser i en utviklings- og innovasjons-prosess kan det oppstå positive eksternaliteter. Når en teknologi er ferdig utviklet, gjenstår det faser der denne skal oppskaleres, kommersialiseres og integreres i prosesser og testes for drift i fullskala anlegg. I disse fasene av teknologiutviklingsløpet vil investeringer i kapasitet bidra til å redusere teknologikostnadene, ved at det gir mulighet til læring, standardisering og effektivisering av produksjonen og integrasjonsprosessene - vi sier at det

oppstår læringseffekter. I Figur 7-2 illustrerer vi hvordan enhetskostnadene ved en teknologi eller en vare faller med økt kvantum som følge av slike effekter.

Det er dermed positive eksternaliteter i sprednings-stadiet av en teknologi, fordi dette medfører fallende

Figur 7-2: Læringskurve med fallende enhetskostnader



Illustrasjon: Oslo Economics basert på Grønn skattekomisjon (NOU, 2015:15)

kostnader for andre som velger å ta teknologien eller produktet i bruk. I starten er enhetskostnadene i dette eksempelet langt høyere enn markedets betalingsvilje, p_k . Dette innebærer at produktet må selges til en pris som innebærer underskudd. I figuren vil enhetskostnadene bli lavere enn prisen, når kvantum når en kritisk masse, q_k . Etter dette stadiet vil det være lønnsomt for sluttbruker å investere i og anvende teknologien. Det vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt at det foretas investeringer i teknologien for å få ned enhetskostnadene dersom området B er større enn området A. Gevinsten ved teknologiutviklingen vil da være større enn investeringen som er nødvendig ved å få dette til.

Nesten all økonomisk aktivitet som er basert på teknologiutvikling innebærer en viss grad av fallende enhetskostnader. I mange sammenhenger vil private aktører selv ønske å dekke underskuddet i den første fasen for å få ned kostnadene i den neste fasen. Det fordrer at innovasjonen ikke kan kopieres av andre slik at den medfører et konkurransefortrinn over tilstrekkelig lang tid. Noen ganger vil det kreve at aktørene har en monopolsituasjon eller er gitt en eksklusiv rett til å produsere varen, for eksempel gjennom lisenser eller patenter.

I mange tilfeller vil imidlertid nytten av lavere enhetskostnader spres på alle aktørene i markedet, og det vil ikke være privatøkonomisk lønnsomt å være den aktøren som finansierer investeringen for å oppnå dette. I et slikt tilfelle vil offentlige støtte til teknologiutvikling være et naturlig virkemiddel som

korrigerer for positive eksternaliteter og øker investeringer i kunnskapsutvikling.

Subsidier og andre støttemekanismer

Det offentlige kan støtte opp om utvikling av klimateknologi gjennom bruk av ulike virkemidler. Dette kan inkludere (i) forskning i regi av det offentlige (ii) subsidier til privat forskning, utvikling og demonstrasjon av nye teknologier, (iii) subsidier til investeringer og bruk av spesifikke klimateknologier slik at de introduseres i markedet, (iv) standarder og påbud eller forbud mot gamle teknologier som gir klimavennlige teknologier innpass i markedet eller ved (v) mål om utslippsreduksjoner som er strengere enn det internasjonale avtaler tilsier. Hvilket virkemiddel som er mest effektivt og gjennomførbart vil blant annet avhenge av formål, teknologimodenhet, risiko for utflagging ved økte krav, handlingsrom i offentlige budsjetter mm.

Offentlig finansiert forskning har gjerne et preg av grunnforskning og kan danne grunnlag for senere kommersiell og spisset forskning, som gjerne er drevet av private med mål om å løse et spesifikt problem. I den fasen er det relevant med offentlig støtte til prosjektene for å øke forskningsaktiviteter og sannsynligheten for teknologiske gjennombrudd. Også i spredningsfasen av en spesifikk teknologi kan det være effektivt å gi offentlig støtte, dersom det er sannsynlig med læringseffekter samtidig som det ikke er sannsynlig at en privat aktør selv vil ha incentiver til å gjennomføre utviklingen for senere kostnadsreduksjoner. Slik støtte er ikke designet for å fremme utvikling av helt nye produkter eller prosesser, men heller å videreforedle eksisterende teknologier, redusere kostnader og kompensere for nettverks-effekter. Støtte til spesifikke teknologier kan gis gjennom direkte subsidier eller indirekte gjennom innkjøpskrav eller standarder og reguleringer som pålegger teknologien/forbyr alternativer.

I hvilken grad det skal føres en aktiv politikk for støtte av miljøteknologi vil avhengige av om klima-eksternaliteter allerede er fullt ut korrigert, eller om den eksisterende miljøpolitikken er utilstrekkelig. NOU 2009:16 fremholdes at prising av miljøulemper, som karbonutslipp, er det fremste virkemiddelet for å skape en kontinuerlig etterspørsel etter miljøteknologi, og dermed incentiver til å utforske nye ideer, utvikle og spre nye teknologier som gir miljøgevinst. Samtidig påpekes det at fullstendig internalisering av miljøkostnadene vil være krevende når det ikke finnes globale karbonpriser, og at dette vil føre til mindre aktivitet i alle ledd i teknologiutviklingsprosessen. Dette er et argument for at det offentlige bør støtte klimavennlig teknologiutvikling mer enn annen teknologiutvikling. Siden teknologiutviklingen skal

bidra til å løse klimautfordringen, bør den rettes mot teknologiløsninger som kan føre til betydelige utslippskutt globalt, ikke bare nasjonalt (NOU 2009:16).

Dersom støtten gis gjennom subsidier vil også ordningens utforming ha betydning for ordningenes måloppnåelse og effektivitet, og risikoen for utilsiktede virkninger. Det vil for eksempel ha betydning om støtten kommer som en investeringsstøtte idet investeringen gjennomføres, eller som en løpende drifts- eller produksjonsstøtte over flere år. Mens investeringsstøtte er mest effektiv i tilfeller der det fortsatt er et teknologiutviklingspotensial, og velfungerende markeder for sikring av produktpriser, kan drifts- eller produksjonsstøtte være mer effektiv dersom det er mindre teknologiutviklingspotensial (lav teknologirisiko) og utilstrekkelige prissikringsmuligheter i de finansielle markedene.

Øremerking kan gi politisk aksept

Øremerking betyr at inntekter fra en skatt eller avgift forutsettes brukt til et bestemt utgiftsformål. Dette kan for eksempel være subsidier. Ved øremerking ses dermed ulike poster på statsbudsjettets inntekts- og utgiftsside i sammenheng. Øremerking binder opp offentlige midler slik at det er mindre som kan brukes til andre formål. I praksis er øremerking derfor en politisk prioritering. Samtidig kan spørsmål om øremerking også påvirke virkemiddelets effektivitet.

Erfaring har vist at økninger av miljøavgifter som til slutt rammer arbeidsplasser og konsumenter har en tendens til å være svært upopulære, og det kan være politisk vanskelig å gjennomføre slike endringer. Enkelte studier viser at øremerking av inntekter fra miljøavgifter til miljøformål er en måte å se negative og positive eksternaliteter i sammenheng, for å skape aksept for både avgifter og subsidier (Lindhjem, et al., 2021).

Å knytte omfanget av investeringer til miljøformål til en spesifikk og variabel inntekt kan gi for lite eller for mye investeringer sammenlignet med behovet, noe som påvirker effektiviteten (NOU, 2015:15). Øremerking kan eventuelt kombineres med regulære bevilgninger over statsbudsjettet. Energifondet som finansierer Enova er et eksempel på dette.

7.1.3 Barrierer i kapitalmarkedene

I et friksjonsløst marked vil ikke finansieringsform påvirke et selskaps verdi (Modigliani & Miller, 1958).¹⁴⁸ En slikt «friksjonsløst marked» karakteriseres ved fravær av skatter, og fravær av asymmetrisk informasjon eller transaksjonskostnader. I realiteten er det friksjoner i markedene som gjør at

kapitalkostnaden kan være ulike avhengig av kilde og finansieringsform.

Finansieringskostnaden for forskning, utvikling og kommersialisering av miljøteknologi, herunder også teknologiutvikling for grønt og blått hydrogen, må antas å være påvirket av alle disse friksjonene, nærmere bestemt: (i) asymmetrisk informasjon mellom selskapet og eksterne investorer, (ii), prinsipal-agentproblemer knyttet til avstand mellom eierskap og kontroll, og (iii) skatteforhold som påvirker den relative kapitalkostnaden. Til sammen vil disse forholdene øke kapitalkostnaden og/eller redusere investeringer i FoU.

Asymmetrisk informasjon er til stede i ethvert marked i ulik grad. Utdelingen er likevel særlig relevant ved investeringer i store prosjekter basert på umoden teknologi. Asymmetrisk informasjon gjør det vanskelig, eller umulig, for en utenforstående investor å fullt ut kjenne til og verifisere potensialet i et teknologi-prosjekt. En ekstern investor vil derfor kreve en høyere avkastning på investeringen sin, og denne økte kapitalkostnaden vil resultere i redusert investering i FoU-prosjekter. Problemet med asymmetrisk informasjon vil reduseres dersom investoren har nødvendig teknisk kunnskap til å selektere riktige prosjekter og selskaper for investeringer. En utfordring med velfungerende markeder for venture-fond er at det må være en kritisk masse av både investorer og entreprenører som konkurrerer om finansiering. Statlige egenkapitalvirkemidler kan foruten å øke volumet av tilgjengelig risikokapital også bidra med å bygge opp kompetanse og opprettholde konkurranse i egenkapitalmarkedet (Oslo Economics, 2022)).

Prinsipal-agentproblemer oppstår når en ekstern investor og ledelsen har ulike mål. Investoren vil sannsynligvis ønske å maksimere avveiningen mellom risiko og avkastning, mens ledelsen også kan være drevet av annen ikke-monetær nytte fra deres forsknings- og utviklingsaktiviteter. Slike prinsipal-agentproblemer kan håndteres gjennom investorens overvåkning av ledelsen, kontrakter som gir ledelsen sammenfallende interesser med investorene, eller gjennom trinnvis investeringsfinansiering.

Skatter og utforming av skattesystemet kan også påvirke valg av finansiering. Egenkapitalfinansiering er ofte gjenstand for dobbel skattelegging (både på bedrifts- og investornivå), mens rentebetalinger er fradragsberettiget. Dette fører til at gjeldsfinansiering er den foretrukne finansieringsform. FoU-investeringer har lav panteverdi, og er derfor mindre egnet for gjeldsfinansiering, noe som ofte fører til finansiering med mer kostbar egenkapital. Ved store uløste utfordringer med asymmetrisk informasjon bør det vurderes hva som er hensiktsmessig risikofordeling

mellom stat og private aktører, for eksempel i utformingen av subsidieordninger.

7.1.4 Nettverkseffekter og stordriftsfordeler i infrastruktur for lagring og transport

For infrastruktur til lagring og distribusjon av hydrogen finnes det nettverksekskernaliteter, slik at nytten øker med utbredelsen av infrastrukturen og antall deltakere. For en eier av en fyllestasjon for hydrogenlastebiler, vil investeringen først gi avkastning med et stort antall hydrogenlastebiler på veien. For en eier av en hydrogenlastebil vil bruken, og dermed nytten, være begrenset så lenge det er få hydrogenfyllestasjoner. I en slik situasjon vil det bli etablert få fyllestasjoner før det er mange biler på veiene, men det vil samtidig bli få biler på veiene før det blir mange fyllestasjoner. Dersom en aktør likevel tar kostnaden ved å være først ute med å etablere fyllestasjoner, som gjør at det etter hvert skapes et lønnsomt marked for slike stasjoner, vil andre aktører kunne etablere sine stasjoner og nyte godt av denne lønnsomheten.

Dette reduserer insentivene til å investere i slik infrastruktur på et tidlig tidspunkt – før den har nådd en kritisk masse slik at betalingsviljen er tilstrekkelig høy til å forsvare investeringen. Man kan si at hver investering gir en positiv verdi for alle andre som har, eller planlegger å investere i slik infrastruktur. På samme måte som for kunnskapsekskernaliteter vil den private investoren ikke få hele avkastningen på sin investering i infrastruktur, med mindre denne aktøren eier hele infrastrukturen, og dermed alene kan internalisere den økte betalingsviljen som følge av nettverkseffektene.

For transport av hydrogen, spesielt i rørledninger, er det også stordriftsfordeler. Transport av hydrogen i rørledninger innebærer høye investeringskostnader, men lave driftskostnader etter etablering. Dette innebærer at det er lave kostnader for å transportere et ekstra kg hydrogen, så lenge røret ikke er fullt. Det impliserer også at de gjennomsnittlige kostnadene reduseres, jo større mengde som transporteres. Motsatt vil enhetskostnadene være høye når røret i liten grad utnyttes. Dersom kun små mengder hydrogen skal fraktes, vil en rørledning ikke være lønnsom. Da vil andre løsninger være mer kostnadseffektive (jf. Kapittel 2.2).

I markeder med store nettverkseffekter og stordriftsfordeler kan det være utfordrende å utløse tidlige investeringer, og når investeringer først utløses er det gjerne risiko for monopoldannelse. I en del sentrale nettverksnæringer som strømmett, jernbane og tele har infrastrukturen vært ansett som naturlige monopol som har vært regulert for å sikre et effektivt nivå av investeringer og samtidig at brukerne har fått tilgang til infrastrukturen på riktige vilkår.

Hvorvidt det er behov for regulering av nettverksnæringer er blant annet avhengig av størrelsen på investeringene, og i hvilken grad tjenestene ses på som nødvendighetsgoder. Det finnes flere andre næringer med betydelige nettverkseffekter der man har latt være å regulere, for eksempel infrastruktur for å fylle bensin, utbygging av fiber for tv og internett, og en rekke digitale plattformer og markeds plasser. Hvis utvikling av en næring har høy prioritet, kan det gi grunnlag for at det offentlige inntar en mer aktiv rolle for å få etablert infrastruktur i en tidlig fase.

Det offentlige kan ta rolle som koordinator, eier eller reguleringsmyndighet

Nettverkseffekter og stordriftsfordeler i infrastrukturen for transport og lagring av hydrogen kan gi opphav til et koordineringsproblem mot de øvrige delene av verdikjeden – både bruk og produksjon. Dersom det ikke eksisterer fyllingsstasjoner i tilstrekkelig utstrekning, vil det også være liten etterspørsel etter transportmidler med hydrogen som drivstoff. Tilsvarende koordineringsproblem kan også gjelde for distribusjon fra flere mindre produsenter til samme anlegg eller distribusjon gjennom samme rørledning.

Det offentlige kan koordinere de private investeringene for å bidra til at disse realiseres og at stordriftsfordeler og nettverkseffekter utnyttes. Gassco har en slik rolle når det gjelder investeringer i infrastruktur for naturgasseksport, og har også fått en tilsvarende rolle for hydrogeninfrastruktur, på sokkelen. Når det er stor usikkerhet om anvendelsen, og dermed lønnsomhet av infrastruktur som legger til rette for en ønsket utvikling, kan det offentlige også gå inn med støtte, eller bygge ut infrastrukturen i egen regi, for på den måten å bidra til risikoavlastning i en tidlig fase av markedsutviklingen.

I et tilfelle der infrastruktur allerede er på plass, kan det være behov for regulering, for effektiv utnyttelse og utvikling av denne infrastrukturen. I markeder med store nettverksekskternaliteter og stordriftsfordeler, vil det naturlig være få aktører og potensielt monopoler. I slike tilfeller vil det ikke være effektivt med konkurranse og parallelle infrastrukturer. For å unngå at eieren av infrastrukturen utnytter sin monopolmakt kan myndighetene regulere vilkårene for tilknytning og bruk av infrastrukturen. Alternativt kan infrastrukturen bygges og driftes i offentlig regi. Både for gassrørledninger og i strømmettet er det i dag på plass slik regulering. I transmisjonsnettet er det også offentlig eierskap via Statnett.

Ved store nettverkseffekter og usikkerhet om teknisk løsning kan standardisering også være et effektivt tiltak som kan bidra til å utløse private investeringer og fremme spredning av ny teknologi. Ved slike tiltak må nytten avveies mot risikoen for å velge feil teknologisk løsning.

7.1.5 Positive eksterne effekter ved samlokalisering–(klyngeeffekter)

I tillegg til effektene som allerede er beskrevet, kan det i enkelte næringer oppstå positive eksterne virkninger som er betinget av geografisk nærhet mellom aktører. Det finnes mange eksempler på at bedrifter og organisasjoner innenfor samme næring etableres i klynger og at dette har en positiv effekt på deres produktivitet. Silicon Valley, som er blitt et globalt senter for teknologi- og innovasjonsbedrifter, er kanskje det mest kjente eksempelet på dette.

Flere økonomer har forsøkt å forklare eksistensen av næringsklynger og hva som er bakgrunnen for at slike oppstår¹⁴⁹. Alfred Marshall undersøkte industrielle distrikter som ikke lett kunne forklares av naturressurser. Han fant at en klynge med bedrifter kunne være mer effektiv enn en bedrift i isolasjon av tre ulike hovedgrunner (Krugman, et al., 2018), nærmere beskrevet i faktaboks 7-1:

- Næringsklynger gir et større marked som gir mulighet til å utvikle *spesialiserte tilbydere*
- Geografisk konsentrasjon av en industri gir effektiv *kunnskapsoverføring* og mulighet til å bygge videre på hverandres kompetanse
- Geografisk konsentrasjon gir større og *mer effektive arbeidsmarkeder* for spesialisert personell

Eksistensen av denne type effekter innebærer at etablering av en enkelt bedrift vil gi nytteeffekter også for andre bedrifter i samme område, eller for aktører som ennå ikke er etablert.¹⁵⁰ Etableringene gir altså positive eksterne effekter – tilsvarende som investeringer i FoU. Forskjellen er at eksterne effekter er geografisk betinget, og kun oppstår for aktører som har en viss nærhet, eller forbindelse, til hverandre, mens eksterne effekter ved forskning og utvikling gjerne har et større, og potensielt globalt nedslagsfelt.

I litteraturen omtales gjerne disse effektene for klyngeeffekter, eller eksterne stordriftsfordeler. Stordriftsfordelene oppstår ikke med økt produksjon innad i en bedrift, men med størrelsen på industrien

¹⁴⁹ Michael Porter (1990) undersøkte flere lands suksesser i eksport og utenlandsinvesteringer og argumenterer gjennom sin «konkurranse-diamant» at konkurranse-rammene for en bedrift er dannet i samspill mellom fire hovedelementer, som inkluderte (i) tilgang til og kvalitet på produksjonsfaktorer, (ii) markedsforholdene hjemme og særlig hvor spesialiserte og

krevende kundene var, (iii) liknende og leverende bedrifter i nærheten og (iii) konkurranse med likeartede bedrifter hjemme.

¹⁵⁰ Dette er også effekter som trekkes frem som grunnlag for mulige netto ringvirkninger i NOU 2012:16 og NOU 1997:27.

Faktaboks 7-1: Klyngeeffekter

Utvikling av spesialiserte tilbydere: I noen industrier vil produksjon av varer og tjenester, og særlig utvikling av nye produkter, kreve bruk av spesialisert utstyr eller spesialiserte tjenester. En industriklynge vil normalt ha større evne enn en enkeltstående bedrift til å skape et tilstrekkelig stort marked for å ha et bredt utvalg av spesialisert leverandørindustri. Bedrifter som lokaliserer seg i områder hvor industrien finnes fra før kan derfor få en fordel sammenliknet med dem som lokaliserer seg andre steder.

Betydningen av kunnskapsoverføring: Geografisk konsentrasjon legger til rette for kunnskapsoverføring. Når en industri er konsentrert geografisk der ansatte i ulike selskap omgås sosialt, kan utveksling av kunnskap skje mer effektivt. Dette kan gjøre det lettere for selskaper som er lokalisert i en industriklynge å holde seg nær teknologifronten, og dermed være mer produktive, sammenliknet med selskaper som ikke er lokalisert i slike klynger.

Betydningen av mer effektive arbeidsmarkeder: Større arbeidsmarkeder bidrar til økt effektivitet. Industriklynger kan gi et større og mer effektivt marked for arbeidskraft med spesialkompetanse som jevner kortsiktige svingninger i tilbud og etterspørsel. For en industri er det fordelaktig å etablere seg der det er stort tilbud av arbeidskraft med rett kompetanse (lavere risiko for mangel på arbeidskraft). For en arbeidstaker er det fordelaktig å bosette seg der det er stor etterspørsel etter hans kompetanse, eller utdanne seg innenfor et felt som er etterspurt der han er bosatt (lavere risiko for ledighet).

innenfor et visst geografisk område – enten dette er innenfor næringsklyngen, regionalt eller innenlands. Aktører som etablerer seg i disse områdene eller i tilknytning til disse klyngene, kan dra nytte av en skala de ikke selv har, og vil oppnå (stordrifts)fordeler som aktører lokalisert andre steder ikke oppnår, noe som vil øke deres produktivitet. Dette kan bidra til at kostnadene per produsert enhet faller med størrelsen på industrien (regionalt/innenlands). Figur 7-3 illustrerer hvordan disse effektene kan slå ut.

Figuren viser produksjonskostnadskurvene i to land, som er fallende med produsert mengde som følge av (eksterne) stordriftsfordeler i produksjonen. Figuren viser at landet med en etablert klynge (blå linje), som dermed har høyest produksjonsvolum, kan produsere til lavere enhetskostnader enn land som ikke har noen etablert produksjon. Det første landets forsprang kan hindre et annet land, som i utgangspunktet har bedre forutsetninger (grønn linje), i å etablere en konkurransedyktig industri, med mindre det gjøres grep som øker volumet til et konkurransedyktig nivå. Teorien kan forklare hvorfor ulike lands næringsstruktur og handelsmønstre delvis er betinget av historiske forhold, og at landet eller regionen som

er først ute med å etablere en ny industri der det eksisterer slike stordriftsfordeler, kan ha et konkurransefortrinn også fremover.

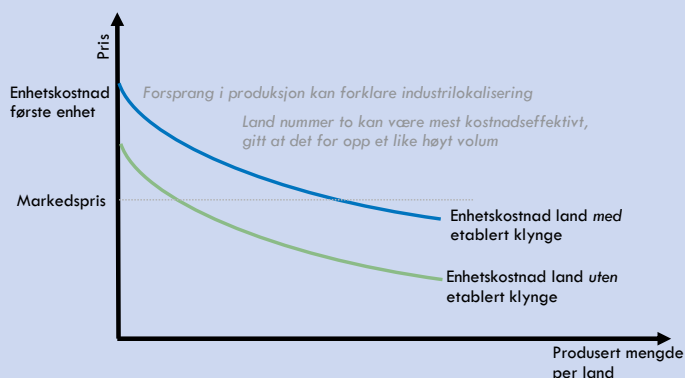
Klyngeeffekter som rasjonale for støtte til spesifikke næringer

Det er delte meninger i økonomifaget om hva implikasjonen av klyngefordeler er for valg av næringspolitisk strategi og næringspolitiske virkemidler.

Enkelte mener at implikasjonen av at det finnes eksterne skalafordeler er at staten bør bidra til å fremme spesifikke næringer i en tidlig fase. Begrunnelsen for dette er at ved å bidra til at ressursene i økonomien benyttes i en sektor eller næring, kan man oppnå samlet høyere produktivitet, og slik sett øke verdiskapningen. Gjennom å sørge for gode rammebetingelser og bidra med ulike former for fødselshjelp (subsider) til denne næringen, kan landet potensielt få utløst de eksterne stordriftsfordelene og etablere en ny næring som gir lønnsom sysselsetting og verdiskapning på sikt. Argumentet beror på at det trengs en viss grad av koordinering for å bidra til at næringsaktører jobber sammen for å oppnå en størrelse som gir en stor nok skalafordel til at næringen får en «førstetrekksfordel» som beskrevet over.

En av utfordringene med en slik strategi er at den ikke tar inn over seg at myndighetene i andre land kan svare med å gjennomføre tilsvarende tiltak for å bygge opp samme industri i sitt land. Figur 7-3 viser at landet som ikke hadde etablert klynge hadde lavere enhetskostnader, men fordi landet ikke gjorde første trekk mistet de skalafordelen. Dette landet kan ønske å gi sin næring et støttere regime som gjør at landet oppnår tilstrekkelig skala til å ta igjen landet med den allerede etablerte klyngen. Historien har flere eksempler på at land etablerer slike støttere regime for å beskytte «infant industries» slik at disse kan ta igjen forspranget til eksisterende aktører (Melitz, 2005). Fordelen et land skaffer seg med å bruke offentlig støtte til å oppnå en førstetrekksfordel er derfor ustabil og sårbar.

Figur 7-3: Enhetskostnader i land med og uten etablert næringsklynge



Kilde: Oslo Economics, Krugman, et al. (2018)

Dersom man ønsker å bruke offentlig støtte til å bygge opp klynger står myndighetene også ovenfor et seleksjons- og informasjonsproblem. Det vil være svært vanskelig å identifisere de næringene og verdikjedene som innehar denne type klyngeegenskaper på et tidlig tidspunkt, før de er etablert. Dette er typisk egenskaper som kommer til syne over tid, etter at industrier har modnet og klynger er etablert. På dette tidspunktet vil det gjerne være for sent å tiltrekke seg etableringene. Effektene er også avhengig av en rekke forhold både ved den aktuelle næringen, og ved eksisterende næringsstruktur og rammevilkår i landet/regionen, og i hvilken grad den nye næringen kan samspille med denne strukturen og få tilgang til andre sentrale ressurser.

Gode vurderinger av dette krever dermed betydelig innsikt om nasjonale forhold, men også om utvikling og relevante rammebetingelser og konkurranseforhold internasjonalt. Det er sjelden at myndighetene er best posisjonert for å tilegne seg slik informasjon. Det er derfor betydelig risiko for at myndighetene velger «feil» næring i sitt arbeid med å plukke ut viktige næringer. Porter (1998) påpekte at myndighetene ikke burde søke å plukke ut enkelt næringer, men legge til rette for effektiv konkurranse mellom næringer og internt i næringer for å i størst mulig grad avdekke hvor det finnes markedsmessige klyngefordeler det er verdt å bygge videre på.

Videre er det også et spørsmål om offentlige myndigheter i tilstrekkelig grad vil være effektive nok til å utløse klyngefordeler i enkelt næringer de har plukket ut. Det vises i klyngeteori ofte til kjente klynger som Silicon Valley, Hollywood, New Yorks finansindustri. Det er imidlertid ingen av disse som har oppstått som en direkte følge av offentlig støtte. Porter peker imidlertid på samspillet mellom offentlige utdanningsinstitusjoner, forskning, og andre former for offentlig infrastruktur for å lykkes med å oppnå klyngefordeler i en hvilken som helst sektor. Det er mad andre ord ikke en forutsetning at myndighetene aktivt søker å etablere klynger.

De er også vanskelig å skille mellom reelle klyngeeffekter som har en netto verdi ved at den samlede produktiviteten i landet øker, og fordelingseffekter, som innebærer at produktiviteten i en del av økonomien øker på bekostning av andre deler av økonomien. Fra et samfunnsøkonomisk perspektiv er det førstnevnte effekt som offentlig politikk først og fremst bør innrettes mot å utløse. Derimot vil det være samfunnsøkonomisk ulønnsomt å bruke store ressurser på å fremme næringsutvikling som i all hovedsak utløser fordelingseffekter. Fordelingseffekter kan oppstå dersom satsing på, og økt sysselsetting og verdiskaping i en næring, motsvares av redusert sysselsetting og verdiskaping i en annen næring, eller dersom etablering av en produktiv næringsklynge ett

sted skjer som alternativ til etablering av den samme klyngen et annet sted (innenfor landets grenser).

Reelle effektivitetsgevinster kan oppstå dersom det foreligger markedssvikter som gir opphav til klyngeeffektene, jf. eksemplene med eksterne virkninger i form av mer effektiv kunnskapsoverføring og mer effektive leverandørmarkeder eller arbeidsmarkeder. I et slikt tilfelle kan etablering av en ny industri innenlands gi positive netto ringvirkninger og et varig konkurransefortrinn ettersom stordriftsfordeler kan realiseres. Som beskrevet er det likevel i praksis krevende å vurdere om det foreligger slike eksterne virkninger knyttet til en næring eller verdikjede, og hvor betydningsfull den er – særlig på et tidlig tidspunkt, før andre land har identifisert den samme førstetrekks-muligheten.

Med mindre det er mye ledig kapasitet i økonomien må det uansett antas at en del av sysselsettingen og verdiskapingen i en ny næring vil motsvares av redusert sysselsetting og verdiskaping i en annen næring. Denne innsikten, sett sammen med hvor vanskelig det er å skille reelle effektivitetsgevinster fra fordelingseffekter er også bakgrunnen for at netto ringvirkninger (som klyngeeffekter vil kunne utløse) ikke skal inngå i standard samfunnsøkonomiske analyser av offentlige tiltak, jf. veileder i samfunnsøkonomiske analyser NOU 2012:16 og (NOU 1997: 27).

I NOU 2009:16 Globale miljøutfordringer – norsk politikk, diskuteres også sammenhengen mellom støtte til teknologiutvikling og støtte til spesifikke næringer gjennom en aktiv næringspolitikk. NOUen argumenterer for at næringer som har behov for støtte til teknologiutvikling, ikke samtidig bør gis støtte med begrunnelse i næringspolitikk. Dersom en næring har behov for offentlig støtte indikerer dette at den ikke er konkurransedyktig. Å legge til rette for en næringspolitikk som bygger opp denne sektoren på bekostning av andre mer produktive sektorer vil potensielt svekke den samlede verdiskapingen. Det er derfor viktig å skille mellom miljømessige og næringsmessige begrunnelser for næringsstøtte. Miljøteknologien som støttes bør i utgangspunktet kunne løse globale utfordringer, og ha et eksportpotensial. Det betyr at samtidig at støtte til utvikling av næringen innenlands i praksis vil virke som en eksportsubsidie som i stor grad tilfaller utenlandske aktører. I henhold til klassisk handelsteori vil eksportsubsidier sjelden være samfunnsøkonomisk effektivt.

Utnyttelse av klyngeeffekter i eksisterende næringer

I dette tilfellet kan det relevante spørsmålet i like stor grad være utnyttelse av allerede eksisterende innenlandske næringsklynger, ikke etablering av nye. Hydrogenverdikjedene er relativt korte, det er få innsatsfaktorer til produksjonen, og flere sentrale ledd

er allerede etablert. Viktige leverandører vil være kraftprodusenter, teknologibedrifter og gassnæringen, og brukere vil være ulike transportnæringer, bygg og anlegg og industri, som må omstilles for å kunne ta i bruk hydrogen som energibærer. Eksistensen av allerede produktive næringer som inngår som ledd i hydrogenverdikjedene vil kunne bidra til økt produktivitet i etablering av øvrige ledd, og til å fasilitere en effektiv omstilling.

Et eksempel på en slik næring kan være maritim sektor, som har stort potensial for anvendelse av hydrogen, og der Norge som en stor sjøfartsnasjon har omfattende aktivitet innenfor ulike segmenter, og etablerte klynger og leverandørkjeder med unik og verdensledende kompetanse. Satsing på videre teknologiutvikling, integrasjon og skalering av hydrogenteknologi i deler av denne sektoren kan potensielt gjøres mer effektivt i Norge enn i mange andre land, og vil også kunne gi et betydelig verdiskapingspotensial ved vellykket integrasjon og omstilling. Det samme kan gjelde deler av industrien der vi også har høykompetente miljøer innenfor blant annet prosess- og materialteknologi og som har jobbet med kontinuerlige prosessforbedringer og utvikling og bruk av energieffektive og miljøvennlig teknologi.

Andre fordeler ved samlokalisering av næring

Det er også flere andre fordeler ved geografisk konsentrasjon av tilknyttet næringsvirksomhet – f. eks i næringsklynger, både fra et myndighetsperspektiv og fra et næringsperspektiv. Ved regulering av areal til industri- og næringsformål vil man gjerne prioritere enkelte områder til dette og konsentrere aktiviteten her. Det vil da være mulig å tilrettelegge for en effektiv utbygging og utnyttelse av infrastruktur og samtidig minimere inngrep i natur og konflikter med annen verdiskapende eller verdifull aktivitet. I Norge, hvor en del av industrien er basert på intensiv bruk av fornybar kraft, vil det ofte dannes nærings- og industri-parker i umiddelbar nærhet til transformatorstasjoner (mulighet for strømuttak) på transmisjons- og regionalnettet, og med god tilgang til havne-infrastruktur for effektiv transport av innsatsfaktorer og sluttprodukter og adgang til verdensmarkedene.

For næringen kan det være fordelaktig at leverandører, underleverandører og kunder samlokaliseres, for å minimere transportbehov og også for å få nytte av de eksterne effektene som nevnt tidligere. Slik samlokalisering kan også bidra til å avhjelpe et behov for koordinering mellom tilbud og etterspørsel der det ikke finnes etablerte markeder for omsetning av det aktuelle produktet eller tjenesten. Disse forholdene gjelder helt klart for deler av hydrogenverdikjedene. Praktiske og økonomiske forhold ved transport av hydrogen, samt manglende infrastruktur for dette, gjør at samlokalisering av for

eksempel industriforbruk og produksjon er hensiktsmessig, og særlig i en tidlig fase før det er bygd ut et mer velfungerende transport- og distribusjonsnettverk. Samlokalisering av produksjon og forbruk kan gi gjensidig sikkerhet for tilgang til og bruk av hydrogen, noe som reduserer risikoen ved investeringer og som avhjelper dagens problem med manglende markeder. Til slutt vil særlig grønn hydrogenproduksjon gi spillvarme, som kan utnyttes dersom produksjonen samlokaliseres med mulige brukere av denne.

7.2 Eksisterende og foreslåtte virkemidler i Norge og EU

For å korrigere for de tidligere omtalte markeds-sviktene er det i dag på plass en rekke virkemidler både nasjonalt og på EU-nivå. For korrigering av negative klimaeksternaliteter er det innført kvoter og avgifter som stiller aktørene overfor kostnader ved karbonutslipp, samt direkte reguleringer som griper inn i aktørenes handlingsvalg. Subsidieordninger og programmer for kunnskapsdeling korrigerer for positive kunnskapseffekter gjennom å fremme forskning, teknologiutvikling, samarbeid og kunnskapsdeling. Staten har i tillegg eierskap i ulike virksomheter enten direkte eller indirekte i form av egenkapitalvirkemidler. Dette er også virkemidler som kan bidra til å korrigere for nettverkseffekter, stordriftsfordeler og asymmetrisk informasjon.

I dette kapitlet gir vi en oversikt over sentrale virkemidler med relevans for hydrogen. Dette kan være virkemidler som enten er vedtatt innført eller til forhandling både nasjonalt og internasjonalt. Virkemidlene kan være brede virkemidler for utslippsreduksjon og investeringer i klimateknologi, eller også spesifikt rettet mot hydrogen. Virkemidlene retter seg mot ulike deler av verdikjedene slik det er oppsummert i Figur 7-4.

Virkemidlene er under stadig endring, og informasjonen som fremkommer i dette kapitlet vil derfor relativt raskt kunne bli utdatert.

7.2.1 Kvoter og avgifter

Det fremste virkemiddelet for å korrigere for de negative eksternalitetene i form av utslipp av klimagasser er å prissette utslipp av CO₂.

Det finnes i dag to sentrale virkemidler for å prissette CO₂-utslipp; EUs system for handel av klimakvoter (EU-ETS) og den nasjonale CO₂-avgiften.

EUs klimakvotesystem (EU-ETS)

EU Emission Trade System (EU-ETS) er EUs system for handel av klimakvoter. Kjøp av en klimakvote gir tillatelse til å slippe ut en viss mengde klimagasser. EU-ETS omfatter visse sektorer og bedrifter innenfor EØS-området (det vil si EU-landene, Island og Liechtenstein i tillegg til Norge). I hovedtrekk omfatter systemet i dag luftfart i EØS-området, petroleumsnæringen og deler av industrien (Miljødirektoratet, 2022). En oversikt over hvilke sektorer som er omfattet av kvotesystemet er gitt i Tabell 7-1 nedenfor. Norske bedrifter innenfor kvotepliktige sektorer er en del av kvotesystemet gjennom EØS-avtalen.

EU-ETS setter et tak på utslipp gjennom å begrense antall kvoter som kan selges og kjøpes. For å sikre reduserte utslipp over tid, reduseres også antall tilgjengelige kvoter over tid. EU har fastsatt et mål om å redusere sine utslipp med 55 prosent innen 2030 sett i forhold til 1990. Årlig kutt i tilgjengelige kvoter skal bidra til å oppnå dette målet (Regjeringen, 2020a).

EU har besluttet å gradvis innlemme maritim sektor i EU-ETS fra 2024. Kvoteplikten omfatter alle CO₂-utslipp fra skip som går mellom havner i EU, halvparten av CO₂-utslippene fra reiser mellom havn i EU havn og havn i tredjeland, og alle CO₂-utslipp fra skip som ligger til kai i en EU-havn. Fra 2025 må skip betale for 40 prosent av utslippene og 100 prosent fra 2027. Kvoteplikten vil gjelde for fartøy større enn 5 000 bruttotonn (Regjeringen, 2022b). I 2026 vil det imidlertid bli vurdert om også fartøy mellom 400 og 5 000 bruttotonn skal inkluderes i kvotesystemet. Maritim sektor står for ca. tre prosent av klimagassutslippene globalt og ca. seks prosent nasjonalt

(Forskningsrådet, 2021 a). Norge støtter inkludering av maritim sektor i kvotesystemet (Regjeringen, 2022b).¹⁵¹

Det har tidligere vært en egen type kvoter og kvotemengde for luftfarten, men fra 2021 ble luftfarten en integrert del av EU-ETS slik at kvoter kan handles mellom luftfart og øvrig kvotepliktig virksomhet (Regjeringen, 2021 d). Luftfarten har også tidligere kunnet søke om å få tildelt vederlagsfrie kvoter basert på innrapporterte aktivitetsdata (Miljødirektoratet, 2022). Nylig besluttet EUs medlemsstater og Europaparlamentet en utfasing av tildeling av slike vederlagsfrie kvoter fra og med 2026 (European Commission, 2022a).

EU-ETS for buildings and road transport (EU ETS II)

I desember 2022 ble Europarådet og Europaparlamentet enige om å utvikle og innføre et eget system for handel av klimakvoter innen bygnings- og transportsektoren (European Council, 2022a). Utslipptaket er planlagt å settes i 2026 med gradvis reduksjon frem mot 43 prosent utslippskutt i 2030 sammenlignet med 2005 (European Parliament, 2022). I 2024 og 2025 vil de omfattede virksomhetene måtte ha en utslippstillatelse og rapportere sine utslipp.

Kvotesystemet innen bygnings- og transportsektoren (EU-ETS II) vil ha separate kvoter som ikke kan omsettes på tvers av dagens kvotesystem (EU-ETS). Dermed vil også kvoteprisen være ulik på tvers av de to systemene. Norge er en del av EUs kvotesystem og endringer i direktivet vi allerede deltar i vurderes i utgangspunktet som EØS-relevant. Klima- og miljødepartementet arbeider med å vurdere EØS-

Figur 7-4: Oversikt over dagens virkemidler (ikke uttømmende)

	Kvoter og avgifter	Direkte regulering (vedtatt eller i forhandlinger)	Subsidier	Statlig eierskap
Produsent		<i>Delegated Act on RFNBOs (EU)</i>: Bestemmer hvilken kraftproduksjon som må ligge til grunn for at man kan selge produktet som grønt hydrogen eller grønn ammoniakk.	Norske virkemiddelaktører/samarbeidsplattformer: - Forskningsrådet - SkatteFUNN - Innovasjon Norge - Klyngeprogrammet - Norsk katapultsenter (Siva) - Enova - Gassnova (CLIMIT) - Grønn plattform - Eksportfinansiering Norge - Grønt skipsfartprogram	Equinor, 67 % Statkraft, 100 % Yara, 36,1 %
Transport og lagring		<i>Revidert gassmarkedsdirektiv (EU)</i>: Vil gjøre det lettere for hydrogen å få tilgang til det eksisterende gassnettverket		Gassco, 100 % Gassled, 46,7 %
Distribusjon	- CO₂-avgift - CO₂-kompensasjonsordning - EU-ETS med innfasing av maritim sektor	<i>Revidert AFI-direktiv (EU)</i>: Krav til maksimumsavstand mellom fyllestasjoner for hydrogen langs transportkorridorene i Europa		Avinor, 100 % Bane NOR, 100 %
Sluttbruker	- EU-ETS II: klimakvoter innen bygnings- og transportsektoren - CBAM med formål å redusere karbonlekkasje	<i>Revidert fornybarhetsdirektiv (EU)</i>: Mål bruk av hydrogen i industrien og transportsektoren <i>Fuel EU Marine</i>: Krav til reduksjon av karbonintensitet og utslipp av drivhusgasser (GHG) i skipsfarten <i>ReFuel EU Aviation</i>: Innføring av innblandingskrav for bærekraftig drivstoff og innblandingskrav av syntetisk drivstoff i luftfarten - Krav til nullutslipp i offentlige anskaffelser av personbiler, varebiler og bybusser - Krav om lav- og nullutslippsløsninger i offentlige ferge- og hurtigbåtanbud - Krav om nullutslipp for turistskip og ferger i verdensarvfjordene - Skjerpede miljøkrav i offentlige anskaffelser (På høring)	Internasjonale samarbeid og virkemidler (EU) - IPCEI Hydrogen - Horisont Europa og European Clean Hydrogen Partnership - EUs innovasjonsfond og European Hydrogen Bank - European Clean Hydrogen Alliance - Mission Innovation Annet: - Avgiftsfordeler for brenselcellebiler - Miljøfordelsordning for lav- og nullutslippsskip i NIS og NOR. - Differansekontrakter havvind	Nysnø Investinor Vy-gruppen, 100 % Flytoget, 100 % Nye veier, 100 % Posten, 100 % Forsvaret, 100 % Hydro, 34,3 % Equinor, 67 % m.fl.

relevansen av Kommisjonens forslag (Regjeringen, 2022b).

CO₂-kompensasjonsordning mot karbonlekkasje

Den norske CO₂-kompensasjonsordningen ble implementert i 2013. I 2022 ble ordningen videreført til å gjelde frem til utgangen av 2030. Formålet med ordningen er å kompensere norsk industri for økende kraftpriser på grunn av EUs klimakvotesystem (EU-ETS), og dermed forhindre karbonlekkasje.

At det norske kraftsystemet er sammenkoblet med det nordiske og europeiske kraftsystemet innebærer at prisnivået i Norge i stor grad påvirkes av kostnadene ved å produsere kraft i termiske kraftverk i Europa som baserer seg på fossile energikilder som kull og gass. Kraftproduksjon er underlagt EUs klimakvoteregime.

system som må kjøpe CO₂-kvoter for å kompensere for sine utslipp. Dette øker kostnaden ved kraftproduksjon basert på fossil energi. Ettersom alle produsenter i et prisområde får betalt det samme for kraften de selger betyr det i praksis at så lenge fossil kraftproduksjon er prissettende vil forbrukere av kraft betale en CO₂-avgift også for kraft som ikke er produsert fra fossile energikilder. Produsenter av fornybar kraft får på den andre siden en høyere inntekt enn om fossil kraftproduksjon ikke hadde vært prissettende.

Økte kraftpriser vil i større grad påvirke kraftintensiv industri enn øvrig industri og næringsvirksomhet. For å ivareta konkurranseevnen til europeisk industri som er underlagt avgifter på utslipp som ikke andre lagt står overfor åpner ETS-direktivet (2018/410/EU) for at

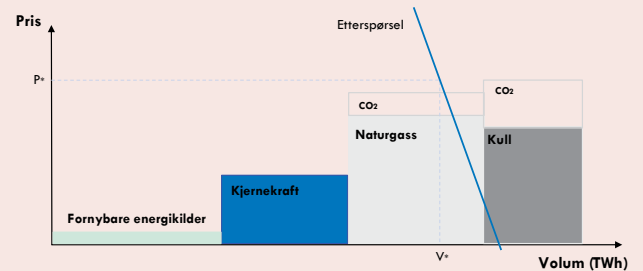
Faktaboks 7-2: EU-ETS betydning for norske kraftpriser

Kraftprisen bestemmes av kostnadene ved å produsere den siste enheten kraft som trengs for å dekke etterspørselen i en gitt tidsperiode. Det er altså marginalkostnaden ved å produsere kraft som er bestemmende for kraftprisen. Figuren 7-5 gir en enkel illustrasjon av marginalkostnaden ved å produsere kraft basert på ulike energikilder. I Europa produseres en stor andel av kraften i termiske kraftverk basert på kull eller naturgass. Dette er den produksjonsteknologien som har den høyeste marginalkostnaden og dermed er prissettende. Kraftproduksjon er underlagt EUs klimakvotesystem og ved produksjon av kraft fra fossile energikilder må produsenter kjøpe CO₂-kvoter tilsvarende sine utslipp. CO₂-kvoteregimet fører dermed til at prisen på kraft er høyere enn den hadde vært uten et CO₂-kvotesystem.

Norsk kraftproduksjon er preget av vannkraft og annen fornybar kraftproduksjon uten CO₂-utslipp. Disse betaler da heller ikke CO₂-avgift. Kraftsystemet i Norge er tett koblet sammen med kraftsystemet i de andre nordiske landene, og også til Europa, både gjennom utenlandsforbindelser direkte fra Norge til Europa og indirekte gjennom våre nordiske naboland, se Figur 7-6. Muligheten for import og eksport av kraft innad i Norden og i Europa gjør at kraft produsert i andre land kan brukes for å dekke etterspørselen i Norge, og visa versa. Så lenge det er behov for å produsere kraft fra kull eller gass i det sammenkoblede markedet, og det er mulighet for å importere og eksportere kraft mellom landene, vil prisen for å produsere kraft fra fossile energikilder i Europa være prissettende for kraftprisene også i Norge. Det fører til at kraftprisen er høyere enn den ellers ville vært. Figur 7-6 illustrere to ulike situasjoner, en der gass og kull er prissettende og en der fornybar kraftproduksjon er prissettende. De to situasjonene kan sees på som en illustrasjon av det nordiske kraftmarkedet i perioder med lav og høy etterspørsel etter kraft, der henholdsvis lokal/nasjonal fornybar kraftproduksjon dekker etterspørselen og der import av kraft fra land hvor gass eller kull er prissettende må til for å dekke etterspørselen, og dermed er prissettende.

Fremover er økt innslag av fornybar kraftproduksjon i det europeiske kraftsystemet forventet å føre til utfasing av kull og dermed en reduksjon i CO₂-prispåslaget i norske kraftpriser.

Figur 7-5: Prissetting i kraftmarkedet, illustrasjon

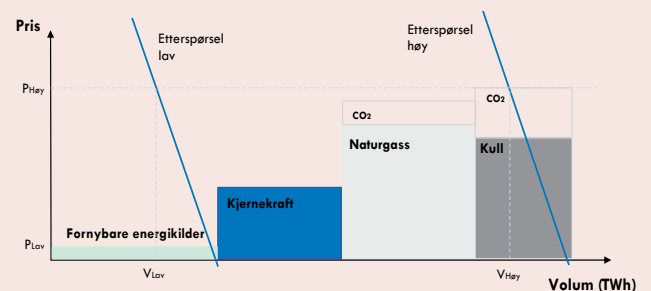


Figur 7-6: Kraftfylt innad i Norden og til Europa



Kilde: Statnett.no

Figur 7-7: Prissetting ved lav og høy etterspørsel etter kraft, illustrasjon



medlemsland kan implementere nasjonale statsstøtteordninger for å kompensere de mest kraftintensive industriene. For å sikre at statsstøtte er i tråd med EUs statsstøtteregler har EU-kommisjonen publisert retningslinjer for utbetaling av CO₂-kompensasjon (EU, 2020).

Retningslinjene angir hvilke bransjer som kan motta statsstøtte, vilkår og maksimalt støttenivå. For perioden 2021 til 2030 er bedrifter berettiget til CO₂-kompensasjon dersom bedriften faller inn under én eller flere av 14 næringskoder som EU har definert som støtteberettiget. Hydrogenproduksjon er blant næringer som kan få støtte. For bedrifter som har et årlig energiforbruk som overstiger 5 GWh ett av de siste fire årene må bedriften i tillegg oppfylle krav til energikartlegging som følger av § 4 og vedlegg II i Forskrift om CO₂-kompensasjon for industrien for perioden 2021-2030 med vedlegg (Klima- og miljødepartementet, 2022).

Støttebeløpet beregnes basert på kvoteprisen i det aktuelle støtteåret, beregnet CO₂-utslippsfaktor og støtteintensitet¹⁵². Det totale statsstøttebeløpet har økt fra 223 millioner kroner i 2013¹⁵³ til 3,55 milliarder kroner i 2021. Økningen i støttebeløp henger sammen med økningen i prisen på CO₂-kvoter de siste årene. Bedrifter som mottar kompensasjon er hovedsakelig innen sektorer som aluminium, silisium og ferrosilisium, treforedling og kjemikalier. I 2021 mottok 48 norske bedrifter CO₂-kompensasjon. Støttebeløpet varierte fra 0,5 millioner kroner til over 600 millioner kroner per selskap (Miljødirektoratet, 2021). Regjeringen har forslått å innføre et kvoteprisgulv på 200 kroner per EUA som skal gjelde fra og med støtteåret 2022. Dette er foreløpig ikke forskriftsfestet.

CO₂-kompensasjonsordningen kompenserer norsk kraftkrevende industri for økningen i kraftpris som følger av at termisk kraftproduksjon basert på kull eller gass, underlagt EUs klimakvotesystem, i stor grad er prissettende for norske kraftpriser. Ved produksjon av grønt hydrogen innebærer kompensasjonsordningen at CO₂-prisen får virke fullt ut da produsenter gjennom ordningen kompenseres for CO₂-priselementet i kraftprisen. Det innebærer at de får en redusert produksjonskostnad sammenlignet med om CO₂-kompensasjonsordningen ikke eksisterte.

Det er usikkerhet knyttet til videreføring av CO₂-kompensasjonsordningen. EU vurderer for eksempel om Carbon Border Adjustment Mechanism (beskrevet i avsnittet nedenfor) gradvis skal erstatte CO₂-kompensasjonsordningen. Hvordan denne overgangen

eventuelt vil skje og på hvilket tidspunkt er foreløpig ikke klart (Regjeringen, 2021 a).

Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)

Carbon Border Adjustment Mechanism er et klimatiltak på EU-nivå som skal bidra til å forhindre karbonlekkasje. Mekanismen fungerer slik at EU-importører må kjøpe karbonsertifikater tilsvarende karbonprisen som ville blitt betalt dersom varen ble produsert som en del av EUs karbonprisregler. EU-importører som importerer varer fra produsenter som betaler en pris for karbonet brukt i produksjonen, kan få denne kostnaden trukket fra gjennom reduksjon i antall karbonsertifikater som må leveres. Prisen på karbonsertifikatene for import vil beregnes basert på en snittpris av kvoteprisen i EU-ETS den foregående uken (European Commission, 2021 b).

CBAM vil i første omgang gjelde for import av følgende varer til EUs tollunion.

- Sement
- Jern og stål
- Aluminium
- Elektrisitet
- Gjødsel

Fra 2023 vil importører være pålagt å innrapportere mengder importerte varer og tilhørende utslipp. Pålegg om kjøp av karbonsertifikatorer for utslipp i produksjonen av importvarene vil gjelde fra 2026 (European Council, 2022b). Mekanismen vil ikke gjelde for import av varer fra Norge og øvrige EØS-land (Regjeringen, 2021 a).

Europarådet og Europaparlamentet inngikk en foreløpig avtale om CBAM i desember 2022. Avtalen må bekreftes og vedtas av medlemslandenes ambassadører og Europaparlamentet før den trer i kraft (European Council, 2022b).

CO₂-avgift

Miljøavgifter er et virkemiddel som skal sørge for at de som driver økonomisk aktivitet som medfører negative eksterne virkninger skal internalisere denne miljøkostnaden. I tillegg til EUs system for handel av klimakvoter har vi på nasjonalt nivå CO₂-avgift som bidrar til å prissette utslipp av CO₂.

Avgift på utslipp av klimagasser omfatter CO₂-avgiften på mineralske produkter, fastsatt i forskrift om særavgifter og CO₂-avgift på utslipp fra petroleumsvirksomhet på kontinentalsokkelen. CO₂-avgiften på mineralske produkter omfatter mineral-

¹⁵² CO₂-utslippsfaktor for perioden 2021 til 2025 er 0,53 tonn CO₂ per MWh, mens denne i perioden 2013 til 2020 var 0,67 tonn CO₂ per MWh. Støtteintensitet er 0,75 i perioden 2020 til 2030. Dette tilsvarer nivået i 2019-2020. I 2013-2015 var støtteintensiteten 0,85 og i 2016-2018

var den 0,8. På Miljødirektoratets sider er nærmere informasjon om beregningsmetode for CO₂-kompensasjon. ¹⁵³ Forskrift om CO₂-kompensasjon trådte i kraft i juli 2013. For støtteåret 2013 ble det derfor kun betalt ut kompensasjon for et halvt år.

olje, bensin, naturgass og LPG. Satsene på CO₂-avgiften varierer på tvers av de ulike mineralske produktene og i noen grad også på tvers av ulike bruksområder. Satsene for 2022 er vist i Figur 7-8.

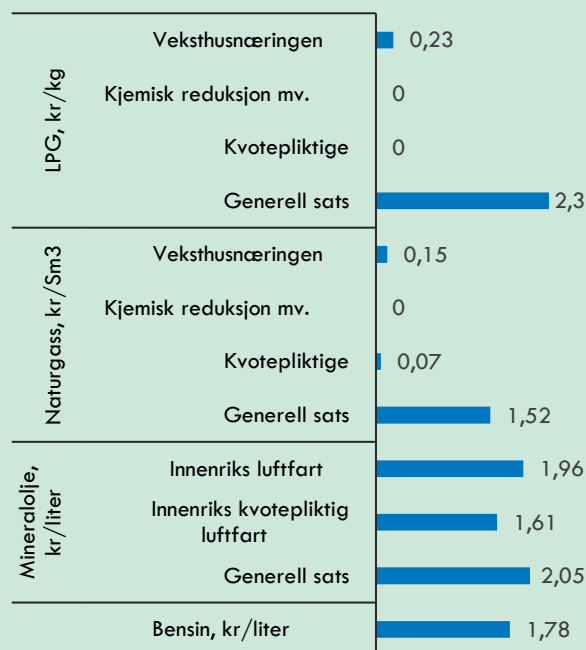
Grønn skattekommisjon anbefalte i NOU 2015:15 at alle utslipp fra ikke-kvotepliktig sektor ilegges lik CO₂-avgift tilsvarende den generelle satsen. Bakgrunnen for denne anbefalingen var at lik CO₂-avgift legger til rette for kostnadseffektive utslippsreduksjoner. I tråd med anbefalingen har flere fritak og reduserte satser blitt opphevet. Det er imidlertid fortsatt redusert sats for naturgass og LPG til bruk i veksthusnæringen jf. forskrift om særavgifter § 3-6-9. I tillegg kan virksomheter «levere avgiftsbelagte produkter uten CO₂-avgift på mineralolje, naturgass og LPG, svovelavgift på mineralolje og avgift på smøreolje mv. til skip i utenriksfart» (forskrift og særavgifter § 4-4-1). I praksis innebærer dette at norsk innenriks skipsfart betaler CO₂-avgift på drivstoff, mens utenriks skipsfart er unntatt fra CO₂-avgiften.

Regjeringen Solberg varslet i Klimaplan for 2021-2030 (Meld. St. 13) at CO₂-avgiften for ikke-kvotepliktig sektor gradvis vil øke til 2 000 kroner per tonn frem mot 2030. I tillegg skal avgiften for kvotepliktig sektor øke i takt med avgiften for ikke-kvotepliktig sektor slik at den samlede karbonprisen, også for denne sektoren, utgjør 2 000 kroner i 2030. Forventet utvikling for CO₂-avgiften er vist i Figur 7-10.

Samlet karbonpris innenfor ulike sektorer

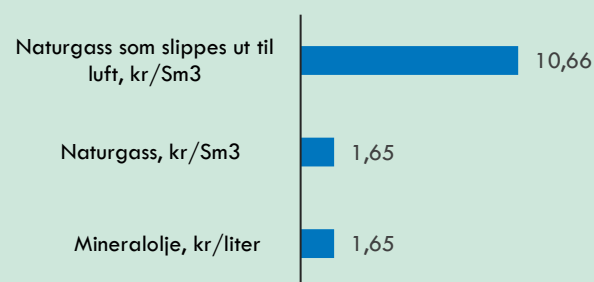
Som beskrevet er det ulike sektorer som er omfattet av ulike systemer for prissetting av karbonutslipp og kombinasjoner av disse. En oversikt over dette, samt forventet utvikling, er vist i Tabell 7-1.

Figur 7-8: Avgiftssatser for CO₂-avgift på mineralske produkter



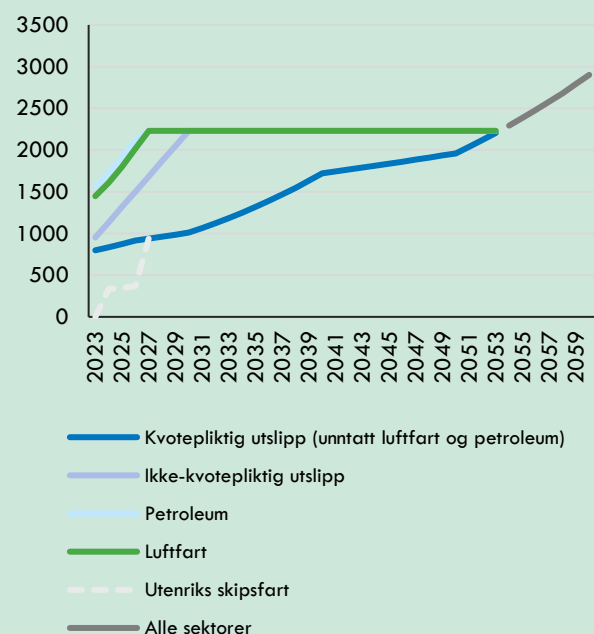
Kilde: Finansdepartementet

Figur 7-9: Avgiftssats for CO₂-avgift i petroleumsvirksomheten



Kilde: Finansdepartementet

Figur 7-10: Forventet fremtidig kvotepris (kr/tonn)



Kilde: Finansdepartementets karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser i 2023.

Tabell 7-1: Oversikt over kvotepliktig og ikke-kvotepliktige sektorer

Sektor	Kvotepliktig?	Status og forventet utvikling
Ikke-veigående maskiner (bygg og anlegg, landbruk)	Ikke-kvotepliktig	Pålagt CO ₂ -avgift som en del av pumpeprisen. Denne inngår i «avgiftsfri diesel» hvor veibruksavgiften ikke inngår. CO ₂ -avgiften som en del av pumpeprisen følger i utgangspunktet banen for ikke-kvotepliktig utslipp, men skal på sikt inkluderes i EU ETS II, hvor utslippstaket er planlagt å settes i 2026 med gradvis reduksjon frem mot 43 prosent utslippskutt i 2030 sammenlignet med 2005.
Veitransport	Ikke-kvotepliktig	Pålagt CO ₂ -avgift som en del av pumpeprisen. Følger i utgangspunktet banen for ikke-kvotepliktig utslipp, men skal på sikt inkluderes i EU ETS II.
Luftfart	Delvis kvotepliktig*	Flyginger innenfor EØS er i all hovedsak kvotepliktig. Store deler av innenriks luftfart betaler i tillegg CO ₂ -avgift som en del av drivstoffprisen. Utslipp fra luftfart mellom Norge og destinasjoner utenfor EØS er i dag ikke omfattet av kvoteplikt eller CO ₂ -avgift. Luftfartøysoperatører har tidligere kunnet søke om å få en del kvoter utdelt vederlagsfritt. Det er vedtatt gradvis utfasing av vederlagsfrie kvoter.
Maritim	Foreløpig ikke kvotepliktig	Skal gradvis fases inn i kvotesystemet fra 2024 for skip større enn 5 000 bt. Kvoteplikten vil gjelde for alle CO ₂ -utslipp mellom havner i EU, halvparten av CO ₂ -utslippene fra reiser mellom havn i EU havn og havn i tredjeland, og alle CO ₂ -utslipp fra skip som ligger til kai i en EU-havn. Norsk innenriks skipsfart betaler CO ₂ -avgift på drivstoff. Utenriks skipsfart, definert som seilaser mellom en norsk havn og til/fra destinasjoner i utlandet, betaler ikke norsk CO ₂ -avgift.
Industri	Kvotepliktige utslipp: • Treforedling • Gasskraftverk • Gassterminaler • Raffinerier • Mineralsk produksjon • Stålproduksjon • Aluminium • Ferrolegering • Kjemisk industri • Energianlegg over 20 MW Ikke-kvotepliktig utslipp: • Prosesser og fordampning fra anlegg for mottak og behandling av råolje og naturgass • kaldventilering og diffuse utslipp, og stasjonær forbrenning og prosessutslipp • Energianlegg under 20 MW	Kvotepliktig industri betaler kvotepris. Ikke-kvotepliktig industri er pålagt CO₂-avgift gjennom bruk av mineralske produkter. Avgiftssatsen for naturgass er betydelig lavere for kvotepliktig sektor sammenlignet med ikke-kvotepliktig sektor. Kvotepliktig sektor er ikke pålagt CO₂-avgift for LPG. Det er fritak for CO₂-avgift for naturgass og LPG som leveres til bruk i veksthusnæringen.

Petroleum	Kvotepliktig	I tillegg til kvotepris er utslipp fra petroleumsvirksomhet på kontinentalsokkelen pålagt CO ₂ -avgitt, fastsatt i eget regelverk. Denne skal på sikt settes slik at samlet CO ₂ -avgift og kvotepris (karbonpris) er lik på tvers av sektorer.
-----------	--------------	---

* unntak fra kvoteplikten blant annet for luftfartøy under 5 700 kg, politi- og redningsflyvninger

7.2.2 Direkte reguleringer

For å korrigere for negative eksternaliteter kan man i tillegg til kvoter og avgifter benytte reguleringer som griper direkte inn i aktørenes handlingsvalg. Både på EU-nivå og nasjonalt er det foreslått og vedtatt ulike reguleringer med hensikt å enten fremme bruken av lav- og nullutslippsteknologi generelt eller spesifikt legge til rette for, og fremme bruk av, hydrogen.

EU

Nedenfor omtaler vi sentrale overordnede satsinger og pakker på EU-nivå med relevans for utviklingen av hydrogenverdikjeder. I tillegg trekker vi frem enkelte konkrete forslag til reguleringer med stor betydning for denne utviklingen. Oversikten er ikke uttømmende. I tillegg skjer utviklingen på dette området svært raskt slik at endringer kan ha oppstått siden denne rapporten ble utarbeidet. Videre er det i noen grad usikkert hvorvidt de foreslåtte reguleringene vil være EØS-relevante. Fagpersoner med juridisk kompetanse har ikke deltatt i gjennomgangen, slik at oversikten ikke nødvendigvis er dekkende fra et juridisk ståsted.

I 2020 ble **EU-strategi om hydrogen for et klimanøytralt Europa** lansert. Strategien innebærer initiativer og tiltak både for produksjon, transport og bruk av ulike typer hydrogen, med vekt på grønt hydrogen. Satsingen innebærer blant annet støtte til investeringer i hydrogenteknologi og innføring av regelverk som legger til rette for, og fremskynder etablering av infrastruktur for hydrogen. Flere av disse lovforslagene inngår i EUs klimapakke Klar for 55 (European Commission, 2022b).

Klar for 55 ble lagt frem av Europakommisjonen i 2021 og omfatter en pakke av forslag til rettsakter på områdene klima, energi og transport som skal bidra til å nå EUs mål om minst 55 prosent reduserte nettoutslipp innen 2030 sammenlignet med 1990. I dette inngår blant annet lovforslag som skal i) øke andelen fornybar energi, ii) fremme infrastruktur for alternative drivstoff og iii) bruken av grønnere drivstoff. Dermed er det flere deler av Klar for 55-pakken som har relevans for utviklingen av hydrogenverdikjedene. EU er nå i prosess med å vedta denne pakken (europalov, 2021).

Europakommisjonen la i 2022 frem **REPower EU** plan i forbindelse med Russlands invasjon av Ukraina. Formålet er å redusere avhengigheten av russisk gass og dermed øke forsyningssikkerheten i EU så raskt som mulig. Planen innebærer blant annet forslag om endring i ulike deler av Klar for 55-pakken. Dette omfatter rettsakter om beregning av fornybarandel for hydrogen og fornybart drivstoff av ikke-biologisk opprinnelse (RFNBO). Gjennom REPower EU har det også blitt uttalt en ambisjon om produksjon av fornybart hydrogen på 10 millioner tonn og import av samme mengde innen 2030 (europalov, 2022a).

Relevante EU-forslag og vedtak under Klar for 55 og REPower EU er beskrevet i Tabell 7-2 nedenfor. Som beskrevet innledningsvis skjer det stadig utvikling innenfor disse områdene og oversikten i tabellen nedenfor er derfor ikke uttømmende.

Tabell 7-2: Relevante lovforslag i Klar for 55- og REPower EU-pakkene

Forslag/vedtak	Relevant innhold	Status
Forslag til endringer i fornybardirektivet (fra juli 2021 og mai 2022)	- Medlemslandene skal ta sikte på å øke andelen fornybare energikilder til sluttbruk og ikke-energiformål, med et indikativt årlig gjennomsnittlig minimum på 1,1 prosentpoeng innen 2030. Medlemsstater skal sikre at bidraget fra RFNBO i energi til sluttbruk, og ikke-energiformål i industrisektoren, skal utgjøre 50 prosent av hydrogenet brukt i energi til sluttbruk og ikke-energiformål innen 2030. - Setter mål om 13 prosent reduksjon av klimagassintensitet i all transport (inkludert skipsfart og luftfart) innen 2030.	Kommisjonsforslag

	2,6 prosent av drivstoffet skal komme fra fornybare drivstoff av ikke-biologisk opprinnelse (RFNBO) i 2030. Ved produksjon av fornybare drivstoff og RFNBO. kan man regne elektrisitet fra nettet som fullt fornybart dersom installasjonen som produserer drivstoffet er lokalisert i et prisområde hvor den gjennomsnittlige andelen av fornybar elektrisitet oversteg 90 prosent. det siste kalenderåret.	
		Foreløpig politisk avtale.
AfI-direktivet om infrastruktur for alternative drivstoff (revisjonsforslag 2021)	Bestemmer maksimal avstand mellom fyllestasjoner for tunge og lette kjøretøy på TEN-T kjernenettverket og det omfattende TEN-T nettverket. Infrastrukturen skal være på plass mellom 2027 og 2030. Maksimal avstand mellom hver fyllestasjon for hydrogen skal være 150 km. Stasjonene må oppfylle en bestemt minimumskapasitet. I hvert definert byområde skal det innen utgangen av 2030 være etablert en fyllestasjon for hydrogen.	SD opplyser at det kan være aktuelt å søke om unntak fra standardkravene på deler av det norske TEN-T nettet, bl.a. på grunn av lave trafikkmengder og krevende topografi. Norge står utenfor den finansielle ordningen for TEN-T (Connecting Europe Facilities) og må derfor finansiere tiltakene selv.
Bærekraftig drivstoff for maritim transport	Stiller krav til reduksjon av karbonintensitet og utslipp av drivhusgasser (GHG) i skipsfarten for kommersielle fartøy over 5 000 bt. Krav om 2 % reduksjon i drivhusgassintensitet i drivstoff til skipsfart i 2025, 6 % i 2030, 13 % i 2035, 26 % i 2040, 59 % i 2045 og 75 % i 2050 sammenlignet med 2020. Kravet gjelder energi som brukes i og mellom havner i EU. Gjelder også for halvparten av drivstoffet som brukes av skip som ankommer til eller reiser fra havner i EU til land utenfor EU.	Foreløpig politisk avtale
Bærekraftig drivstoff til luftfart (RefuelEU)	Utvidelse av hva som karakteriseres som bærekraftig flydrivstoff og syntetisk flydrivstoff (herunder hydrogen). Innføring av innblandingskrav for bærekraftig drivstoff og innblandingskrav av syntetisk drivstoff som vil øke gradvis fra 2025 til 2050. 2025: krav om innblandingskrav av bærekraftig drivstoff på 2 % 2030: Krav på 5 %, delkrav på 0,7 % syntetisk 2035: Krav på 20 %, delkrav på 5 % syntetisk 2040: krav på 32 %, delkrav på 8 % syntetisk 2045: krav på 38 %, delkrav på 11 % syntetisk 2050: Krav på 63 %, delkrav på 28 % syntetisk Lufthavnene er pliktige å gjøre nødvendige tiltak for å tilrettelegge for at flyselskapene har tilgang på bærekraftig drivstoff og skal stille med nødvendig infrastruktur for leveranse, lagring og tanking av slike drivstoff.	Foreløpig politisk avtale

I tillegg til lovforslagene som er en del av Klar for 55- og REPower EU-pakken har Europakommisjonen også forslått endringer i **Gassmarkedsdirektivet** som en del av tredje energimarkedspakke. Endringsforslagene skal bidra til å gjøre det lettere for hydrogen å få tilgang til det eksisterende gassnettverket. I tillegg

foreslås det at langsiktige kontrakter for fossil naturgass ikke skal forlenges utover 2049 (europalov, 2022b).

Nasjonalt

På nasjonalt nivå er det særlig relevante reguleringer rettet mot å fremme bruken av lav- og nullutslipps-teknologi blant sluttbrukere innen transportsektoren. Vedtatte reguleringer innrettet mot dette formålet omfatter følgende:

- **Fra 2022:** Krav om nullutslipp i offentlige anskaffelser av personbiler
- **Fra 2023:** Krav om nullutslipp i offentlige anskaffelser av varebiler (både lette og tunge)
- **Fra 2023:** Krav om lav- og nullutslippsløsninger i offentlige ferge- og hurtigbåtanbud
- **Fra 2024:** Krav om nullutslipp i offentlige anskaffelser av busser
- **Fra 2026:** Krav om nullutslipp for turistskip og ferger i verdensarvfjordene

Disse kravene er angitt i forskrift om utslippskrav til kjøretøy ved offentlig anskaffelse til veitransport. Det er også tatt inn i EØS-regelverket utslippskrav for nye tunge kjøretøyers CO₂-utslipp (EU 2019/1242). Reduksjonsmålene er på 15 prosent i 2025 og 30 prosent i 2030 sammenlignet med gjennomsnittet for nye, tunge kjøretøy registrert i EU i perioden 1. juli 2019-30. juni 2020 (Regjeringen, 2022d).

I tillegg til vedtatte reguleringer er det også flere reguleringer som er foreslått eller til vurdering som vil kunne påvirke etterspørselen etter hydrogen. Nylig ble det sendt på høring forslag til skjerpede miljøkrav i offentlige anskaffelser. Forslaget innebærer blant annet å innføre krav til å vekte miljø med minst 30 prosent, og høyere der det er relevant (Regjeringen, 2022c). Miljø vektet i mange tilfeller ved offentlige anskaffelser allerede i dag. I henhold til DFØ skal det ved offentlige anskaffelser legges vekt på å minimere miljøbelastningen og fremme klimavennlige løsninger. Det skal imidlertid foretas en konkret vurdering av om det er relevant å stille miljøkrav og om det er forholdsmessig gitt blant annet anskaffelsen art, omfang og potensiell miljøbelastning (DFØ, 2023).

I forbindelse med budsjettforliket mellom SV og regjeringen for statsbudsjettet i 2023 ble det også lagt frem følgende med relevans for produksjon og bruk av hydrogen:

- Stortinget ber regjeringen utrede engangsavgift på fossile lastebiler, busser og andre tunge kjøretøy i forbindelse med statsbudsjettet for 2024.
- Stortinget ber regjeringen om at kriteriet for kap. 1301, post 70, «fossilfrie anleggsplasser», endres til «utslippsfrie anleggsplasser». I tillegg skal det utredes hvordan omfanget av utslippsfrie anleggsplasser kan økes.
- Stortinget ber regjeringen utarbeide en innkjøps- og anskaffelsesstrategi for å sikre at miljøhensyn, kutt i klimagassutslipp og seriøsitet vektlegges i

offentlig innkjøp. Strategien skal utarbeides i samarbeid med partene i arbeidslivet og det skal rapporteres til Stortinget i statsbudsjettet for 2024. Denne prosessen er igangsatt og omtalt over.

- Stortinget ber regjeringen vurdere en innfasing av null- og lavutslippsfly på FOT-rutene (forpliktelser til offentlig tjenesteytelse) senest i forbindelse med FOT-anskaffelsene med forventet avtaleoppstart 1. april 2028/2029, dersom teknologiutviklingen åpner for det.

Videre fremgår det i handlingsplanen for grønn skipsfart at regjeringen vil vurdere å innføre krav om lav- og nullutslippsløsninger for nye driftsfartøyer i forbindelse med petroleumsproduksjon og for servicefartøy i havbruksnæringen (Meld. St. 10, 2020-2021). For førstnevnte er det satt i gang utredningsarbeid og Stortinget har bedt Regjeringen legge frem forslag som sikrer lav- og nullutslippsløsninger for offshorefartøyer i petroleumsproduksjon (Regjeringen, 2020b).

7.2.3 Standardisering og harmonisering av internasjonalt regelverk

Standardisering og sikkerhetsregelverk knyttet til bruk av hydrogen kan være avgjørende for at hydrogen skal kunne tas i bruk i Norge innenfor ulike bruksområder. For eksempel dersom det stilles krav til transport og lagring som ikke hydrogen kan oppfylle vil dette utgjøre en barriere for investering i hydrogen. Dette gjelder også dersom regelverket knyttet til standarder er ulikt på tvers av EU-området og Norge. Dermed kan standardisering og harmonisering mot EU-regelverk være et virkemiddel for å fremme investering i hydrogen.

Landtransport av hydrogen er regulert gjennom forskrift om landtransport av farlig gods, i tillegg til forskrift om modulvogntog på riksveier og forskrift om bruk av kjøretøy. Førstnevnte er harmonisert mot det internasjonale regelverket for transport av farlig gods (ADR/RID). Disse regelverkene innebærer klassifisering av gods med tilhørende krav til transport av godset, emballering og tanker, lasting, lossing og håndtering, opplæring og godkjenning av personell. Regelverket skal regulere varetransport på vei og jernbane for å sikre trygg transport med riktig kompetanse. Komprimert hydrogen og flytende hydrogen tilhører klasse 2 og klassifisering 1F og 3F. Basert på Kap. 3.2, Tabell A i ADR/RID finnes et tilhørende krav for transport av hydrogenet. Det er usikkerheter knyttet til om det kommer endringer i regelverket relatert til hydrogen.

Lagring av hydrogen er regulert av Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) gjennom «Oppbevaring av farlig stoff» og krever samtykkesøknad ved lagring over 5 tonn i henhold til

storulykkeforeskriften. Det finnes i dag ikke regelverk som dekker lagring av hydrogen om bord på skip.

DSB kategoriserer hydrogen som et farlig stoff og håndtering og bruk av hydrogen i Norge faller derfor inn under deres «Retningslinjer for kvantitative risikovurderinger for anlegg som håndterer farlig stoff». I henhold til regelverket skal det etableres kunnskap om anlegget som videre brukes i en risikoanalyse. Risikoanalysen skal inkludere identifikasjon av uønskede hendelser, barrierer, vurdering av sannsynlighet og konsekvens. Det skal i tillegg etableres en tålegrense for dødelighet som videre brukes til etablering av konsekvensbaserte hensynssoner. Hensynssonene brukes videre i arealplanlegging av anlegget og kan være avgjørende for om det er mulig å bygge hydrogenanlegget på ønsket lokasjon eller om det er behov for tiltak eller flytting

DSB har også utredet risiko knyttet til gasskjøretøy i tunneler og parkeringskjellere. På bakgrunn av dette kan det komme regelverk for risikoreduserende tiltak knyttet til transport og bruk av hydrogen på vei og jernbane, eksempelvis nye krav til hydrogentanken på kjøretøyet, sprinkleranlegg ventilasjon og deteksjon.

Videre er det flere internasjonale standarder for bruk av hydrogen og andre hydrogenbaserte energibærere som er under utarbeidelse. Dette omfatter:

- ISO/TC 197 Hydrogen Technologies: Standardisering innen systemer og enheter for produksjon, lagring, transport, måling og bruk av hydrogen
- ISO/TS 19880-1:2016 – Standard for hydrogen fyllestasjoner og hydrogen infrastruktur
- Flere standarder for bruk av hydrogen som drivstoff i landbaserte kjøretøy

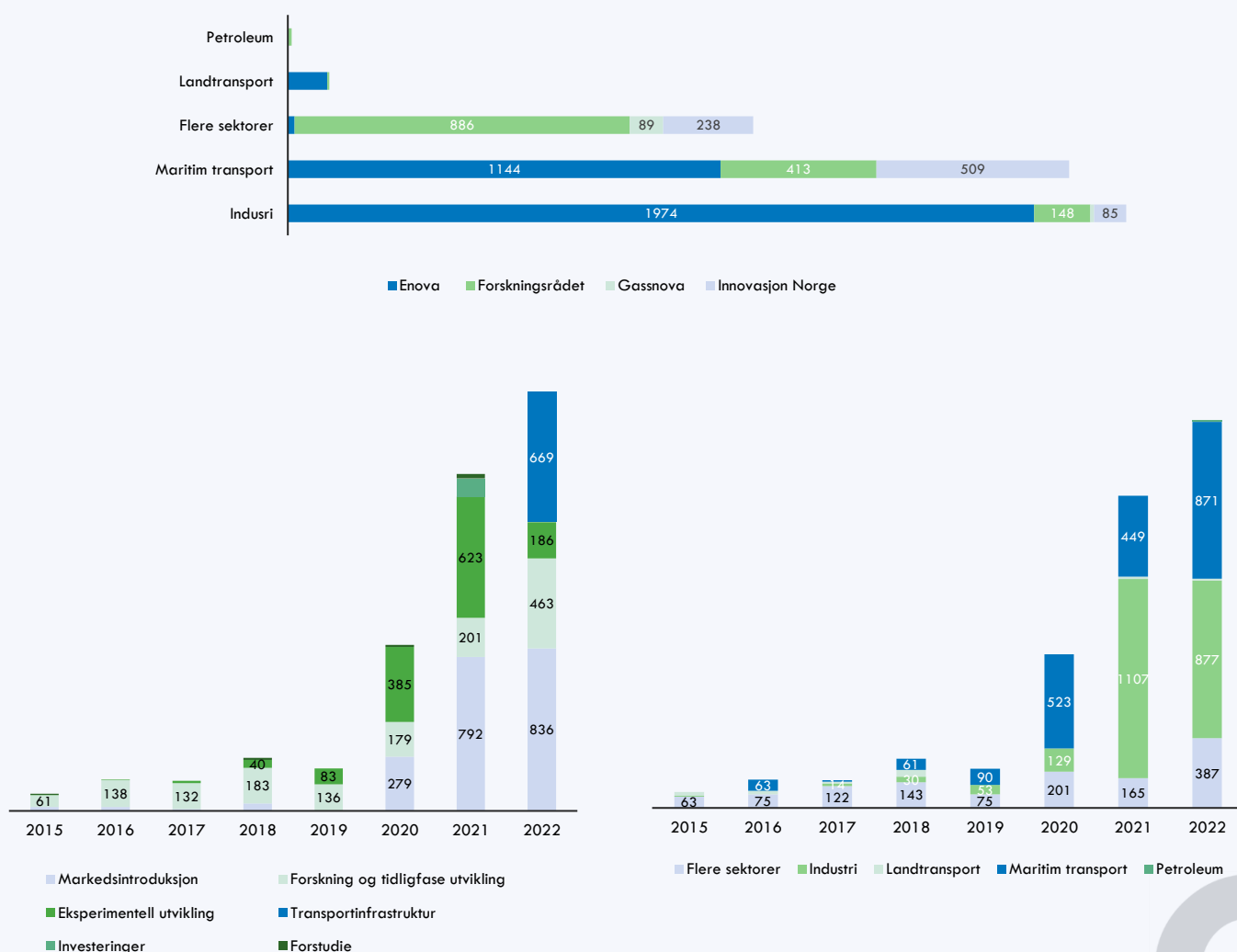
For bruk av hydrogen i maritime næringer har DNV utarbeidet en håndbok for bruk av ammoniakk som drivstoff til skip. De har også utarbeidet en håndbok for bruk av hydrogen på skip.

7.2.4 Nasjonale støtteordninger

I dette delkapittelet gjennomgår vi eksisterende nasjonale støtteordninger rettet mot å fremme utvikling av klimateknologi på de ulike delene av teknologimodenhetsskalaen.

Figur 7-11 viser utviklingen i bevilget støtte til hydrogenprosjekter fra 2015 til 2022, fordelt på sluttbrukers sektorer, type prosjekter og virkemiddel-

Figur 7-11: Bevilget støtte til hydrogenprosjekter fra 2015 til 2022



aktører. Mesteparten av støtten er bevilget de siste årene. I 2022 ble det bevilget over 2 milliarder kroner til hydrogenprosjekter og siden 2020 er det bevilget over 4,5 milliarder kroner. Industri og maritim sektor er de sektorene som har fått bevilget mest støtte. Enova er den klart største virkemiddelaktøren innen disse næringene, mens for prosjekter som treffer flere sektorer er Forskningsrådet den viktigste aktøren.

Figur 7-11 viser også fordelingen av bevilgede midler på ulike faser og virkemiddelaktør fra 2015 til 2022. Oversikten viser at bevilgninger til hydrogenprosjekter i alle faser i hovedsak har økt, og at bevilgninger til prosjekter i markedsintroduksjonsfasen og transport-infrastruktur har særlig økt de to siste årene, mens midlene til eksperimentell design er redusert det siste året. Selv om det er bevilget betydelige beløp betyr det ikke at prosjekter blir realisert. Det er opp til tilskuddsmottager å vurdere. Enova opplyser at en stor andel av midlene som er bevilget til hydrogenprosjekter de siste årene ikke er benyttet som følge av at prosjekter ikke er blitt realisert.

Norges Forskningsråd

Forskningsrådets formål er å fremme grunnleggende og anvendt forskning, og innovasjon. Gjennom dette skal Forskningsrådet bidra til å øke kunnskapsgrunnlaget og dekke samfunnets behov for forskning (Forskningsrådet, 2019). Forskningsrådets støtteordninger knytter seg til de første stegene på teknologiutviklingsskalaen, fortrinnsvis med vekt på grunnforskning og anvendt forskning, samt prototyp og noen grad av pilotering (TRL 1-6).

Forskningsrådet er forvaltningsmessig underlagt Kunnskapsdepartementet, men tildeles bevilgninger fra samtlige departementer. Størrelsen på bevilgningene fastsettes årlig etter budsjettbehandling i Stortinget. Bevilgningene fra Olje- og energidepartementet (OED), Klima- og miljødepartementet (KLD) og Nærings- og fiskeridepartementet (NFD) er særlig relevante for dette området. I 2022 stilte OED 1,1 milliarder til rådighet for Forskningsrådet, KLD bevilget 600 millioner kroner, og Nærings- og fiskeridepartementet NFD bevilget 1,1 milliarder til *økt konkurranseevne i nytt og eksisterende næringsliv og styrket evne til omstilling i norsk økonomi* (Nærings- og fiskeridepartementet, 2021; Klima- og miljødepartementet, 2021; Olje- og energidepartementet, 2022c).

Forskningsrådet har en rekke ulike støtteordninger som fordeler seg på ulike søknadstyper. Disse søknadstypene omfatter:

- **Forskerprosjekter:** Forskningsmidler til grunnforskning og anvendt forskning innenfor ulike temaer. Ordningen rettes kun mot forskningsinstitusjoner

- **Innovasjonsprosjekter i næringslivet (IPN):** Forsknings- og innovasjonsmidler rettet mot næringsaktører, i samarbeid med en eller flere (uspesifiserte) samarbeidspartnere.
- **Kompetanse- og samarbeidsprosjekter (KSP):** Forsknings- og innovasjonsmidler som krever samarbeid mellom ett eller flere forskningsmiljøer og minst to aktører utenfor forskningssektoren.
- **Koordinerings- og støtteaktiviteter:** Støtte til finansiering av planlegging, samarbeid, koordinering og formidling av FoU-aktiviteter. Skal bidra til mobilitet, støtte opp om nasjonale og internasjonale nettverk, publisering og annen formidling av FoU-virksomhet.
- **Kommersialiseringssjekter:** Støtte til forskningsorganisasjoner og mikroselsaper med utspring fra forskningsorganisasjoner eller teknologioverføringskontorer for å fremme økt kommersiell anvendelse av offentlig finansiert forskning. Ordningen er ikke rettet mot etablerte næringsaktører

Innenfor søknadstypene er det ulike temaområder som utlysningene retter seg mot. Relevante temaområder omfatter blant annet miljøvennlig energi og lavutslipp, CO₂-håndtering og maritime næringer. Som en del av forskningsprosjekter utlyses det også ikke-tematiske forskningsmidler til banebrytende forskning (FRIPRO). I tillegg til relevante tematiske utlysninger innenfor de ulike søknadstypene, har Forskningsrådet også flere program- og satsingsområder som er relevante for hydrogen. Disse er beskrevet nedenfor.

ENERGIX

ENERGIX ble opprettet i 2013, sorterer under Forskningsrådet og finansieres av OED. Formålet med programmet er å bistå i utviklingen av et helhetlig energisystem. Programmet skal støtte en langsiktig og bærekraftig utvikling av energisystemet, bidra til omstilling til nullutslippssamfunnet og fremme et konkurransedyktig norsk næringsliv. Porteføljen er sektorovergripende og omfatter ulike fagområder og teknologier avhengig av hvilke tema det forskes på. Den omfatter teknologisk, samfunnsvitenskapelig, juridisk, humanistisk og naturvitenskapelig forskning. Det blir lagt vekt på tverrfaglig, multidisiplinær forskning for kombinasjonen av nye perspektiver, disipliner og tilnærminger. Som en følge av øremerking fra finansiering fra OED, har det de siste tre årene vært stort fokus på produksjon, lagring og anvendelse av hydrogen.

Det er i stor grad fleksibilitet i hvilke fagretninger som mottar støtte, men det er øremerket 14 prosent til teknologisk utvikling, 12 prosent til humaniora, samfunns- eller naturvitenskapelig forskning og 47 prosent til privat næringsliv (Forskningsrådet, 2021b; Regjeringen, 2021b).

Forskningsentre for miljøvennlig energi (FME)

Et FME er et samlingssted for næringsliv og forskningsmiljøer innenfor ulike teknologiområder. Det finnes i dag tre slike sentre som er engasjert innenfor hydrogen. Et av disse er MoZEEs som ble etablert i 2017 og fokuserer på batteri- og hydrogenverdikjeder for bruk i nullutslipps transportløsninger. Senteret ledes av Institutt for energiteknikk (IFE).

I oktober 2022 ble to nye forskningsentre for hydrogen åpnet, HYDROGENi og HYvalue. HyValue er ledet av NORCE og har som mål å utvikle ny kunnskap, metodikk og løsninger for hydrogenbærere. Senteret samler tverrfaglig nasjonal og internasjonal kompetanse under samme tak og vil forske på produksjon, sikkerhet og etablering av et robust hydrogenmarked. HYDROGENi ledes av Sintef og med femti samarbeidende aktører fra Norge og Europa som representerer hele verdikjeden for hydrogen, og har som mål å bidra til å bygge en bærekraftig verdikjede for hydrogen. HyValue og HYDROGENi forventes å være viktig for forskning og teknologiutvikling som er nødvendig for å gjøre hydrogen til en konkurransedyktig energibærer. (Forskningsrådet, 2022a; Forskningsrådet, 2022b; Forskningsrådet, 2022c; Sintef, 2022).

I tillegg til MoZEEs, HYDROGENi og HYvalue er også Norsk forskningssenter for CO₂-lagring (NCCS) et relevant forskningssenter for utvikling av blått hydrogen. Senteret ledes av Sintef og har som mål å undersøke løsninger på sentrale tekniske- og kostnadsutfordringer for rask implementering av CCS i stor skala (Sintef).

Forskningsrådets hydrogensatsing

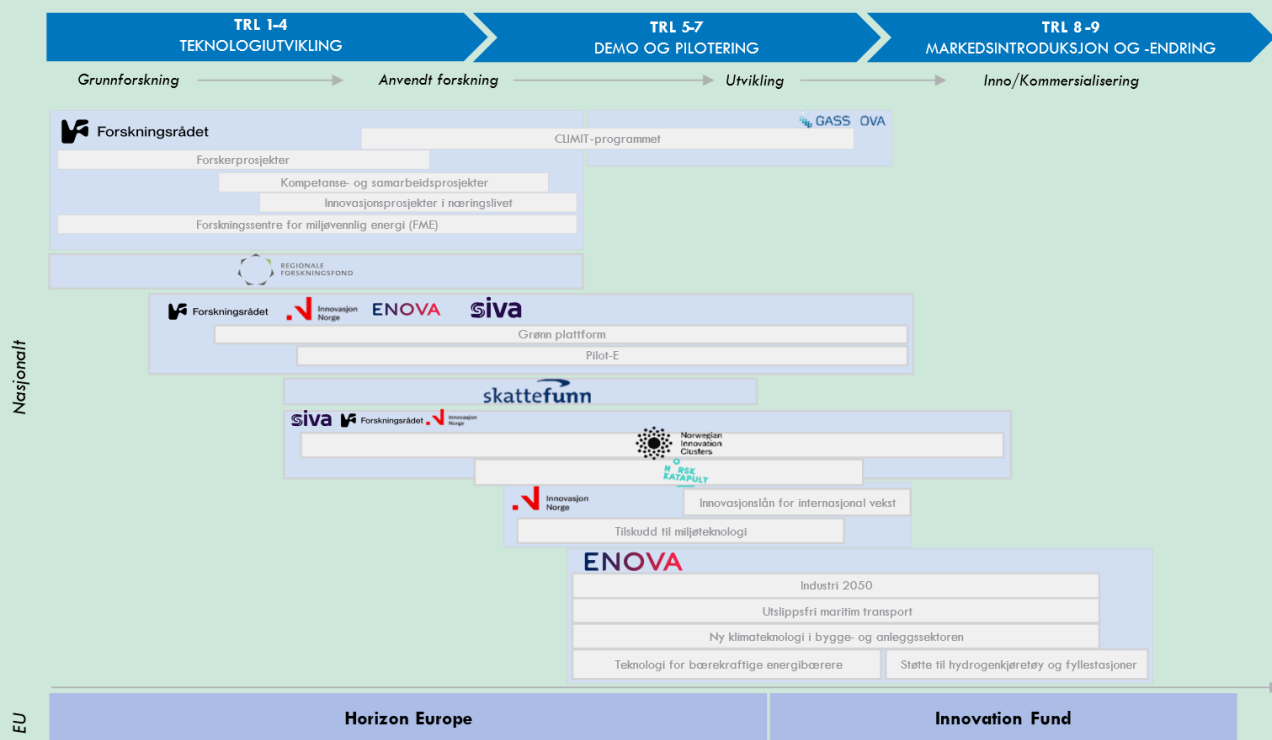
Forskningsrådet har også en egen satsning på hydrogen som dekker støtte til prosjekter innenfor hele verdikjeden som skal bidra til sikker, bærekraftig og kostnadseffektiv produksjon, lagring, distribusjon og bruk av rent hydrogen. Satsingen innebærer at flere budsjettformål (for eksempel ENERGIX, CLIMIT og PETROMAKS) finansierer prosjekter og er åpen for søknader både fra forskningsmiljøer og næringslivet. Satsingen innebærer også samarbeid med andre virkemiddelaktører, som Enova, Innovasjon Norge og Gassnova gjennom HEILO-samarbeidet. Som en del av hydrogensatsingen ble også halvparten av midlene utlyst under innovasjonsprosjekter i næringslivet i 2022 satt av til forskning på hydrogen (Forskningsrådet, 2022d; Forskningsrådet, 2020b).

SkatteFUNN

Skattefunn er en ordning for finansieringstilskudd som administreres av Norges forskningsråd i samarbeid med Skatteetaten. Ordningen gir bedrifter mulighet til å føre 19 prosent av utgiftene i et forsknings- og utviklingsprosjekt som fradrag over skatten. Det gis finansieringstilskudd til utvikling av nye eller bedre varer, tjenester eller produksjonsprosesser, og dette omfatter forskningsprosjekter, prototyping og pilotforsøk (TRL 3-6).

Skattefunn er en rettighetsbasert ordning, som vil si at alle bedrifter som oppfyller kriteriene, har krav på finansieringstilskudd. Forskningsrådet vurderer, basert på bedriftens søknad, om prosjektet kvalifiserer til å være et forsknings- og utviklingsprosjekt. Godkjenning av søknad gis normalt for inntil tre år av gangen. I enkelte tilfeller kan godkjenning gis for fire år. Øvre grense for fradragsgrunnlaget er 25 millioner kroner

Figur 7-12: Oversikt over subsidieordninger



per år, noe som tilsvarer et maksimalt skattefradrag på 4,74 millioner kroner.

Regionale forskningsfond

Regionale forskningsfond (RFF) forvaltes av fylkeskommunene i samarbeid med Norges Forskningsråd, og finansieres av budsjettet til Kunnskapsdepartementet (Kunnskapsdepartementet, 2019). Ordningen skal styrke regionens forskningsevne gjennom tilskudd til forskning og innovasjon, og gjennom mobilisering til økt FoU-innsats. Forskningsfondene skal støtte opp under regionens prioriterte innsatsområder og hvert fylke har sitt eget fond. I 2020 fikk fondene til sammen tilført 189,1 millioner kroner (Regionale forskningsfond, 2020).

De regionale forskningsfondene operer i stor grad med de samme søknadstypene som Forskningsrådet, men med fokus på regionale utfordringer. Slike utfordringer kan for eksempel være knyttet til klima, miljø og energi og må ikke nødvendigvis være begrenset til regionen. For eksempel utlyste RFF Arktis i 2022 midler til regionale kompetanse- og samarbeidsprosjekter (KSP) relatert til grønn omstilling.

Tilskuddsbeløpene under RFF er lavere enn for Forskningsrådets nasjonale ordninger. Regionalt innovasjonsprosjekt i næringslivet (med samme utforming som IPN) og regionale kompetanse- og samarbeidsprosjekter (KSP) har i de regionale forskningsfondene et støttebeløp på mellom 2,2 og 3,5 millioner kroner.

Innovasjon Norge

Innovasjon Norges har som formål å «utløse bedrifts- og samfunnsøkonomisk lønnsom næringsutvikling, og utløse regionenes næringsmessige muligheter» (Innovasjon Norge, 2022a). Innovasjon Norge eies av Nærings- og fiskeridepartementet (NFD) og fylkeskommunene, og får årlige bevilgninger over statsbudsjettet. Totale bevilgninger for 2022 utgjorde i overkant av 1,3 milliarder kroner (Nærings- og fiskeridepartementet, 2021).

Innovasjon Norge har mange finansieringsordninger, blant annet tilskudd til innovasjonsprosjekter. For at slike prosjekter skal kvalifisere for støtte, må (i) kjernen i prosjektet være forsknings- og utviklingsaktiviteter, prosjektet må ha (ii) markedspotensial og (iii) skaleringsmuligheter, og (iv) støtten fra Innovasjon Norge må være utløsende for at prosjektet gjennomføres (Innovasjon Norge, 2020). Hovedmålgruppen til Innovasjon Norge er små og mellomstore bedrifter, og en hovedvekt av kundene deres (70 prosent) er etablerte bedrifter.

Innovasjon Norge har en rekke ulike støtteordninger som omfatter låne- og tilskuddsordninger, rådgivnings-

og kompetansetjenester, samt nettverks- og profileringstjenester. Et viktig kriterium for støtte fra Innovasjon Norge er at prosjektet har markedspotensial. Dette kan for eksempel innebære at løsninger bidrar til å bygge og spre kompetanse og/eller opprette eller sikre arbeidsplasser. I slike vurderinger vektlegges opprettelse/sikring av arbeidsplasser i distriktene tyngre enn arbeidsplasser sentralt. Skaleringsmuligheter er også et sentralt kriterium som blant annet innebærer at løsninger som utvikles må kunne implementeres flere ganger. Hovedgruppen for Innovasjon Norges innovasjonstilskudd er først og fremst leverandører av teknologi/tjenester som kan selges til andre.

Miljøteknologiordningen

Innovasjon Norge gir støtte til utvikling, pilot og demonstrasjon av ny miljøteknologi. Dette gjelder innovative prosesser som løser et miljøproblem. Ordningen retter seg mot innovasjonsprosjekter hvor kjernen i prosjektet er forsknings- og utviklingsaktiviteter med hensikt å utvikle eller vesentlig forbedre et nytt produkt, ny prosess eller tjeneste. Ordningen er teknologinøytral som innebærer at prosjekter for utvikling av hydrogenteknologi kan få støtte på lik linje med annen miljøteknologi. Tilskuddet gis i utgangspunktet til bedrifter innen alle typer bransjer, men rettes primært mot leverandørbedrifter som utvikler løsninger for salg (Innovasjon Norge, 2022b).

Klyngeprogrammet

Innovasjon Norge, Siva og Forskningsrådet forvalter i samarbeid ulike klyngeprogrammer som retter seg mot utvikling av regionale næringsmiljøer. Klyngeprogrammene har som formål å stimulere til samarbeid mellom virksomheter, forsknings- og utdanningsmiljøer, og offentlige utviklingsaktører for å skape økt innovasjon og styrket konkurranseevne. Dette skjer gjennom (i) kvalifisering og kvalitetssikring av klynger, (ii) finansiering av klynger i tidligfase og (iii) tilgang på lærings- og delingsplattform.

Klynger innenfor alle typer næringer og regioner kan tas opp i klyngeprogrammet. Programmet tilbyr klyngeutvikling for nyetablerte klynger gjennom Arena og Arena Pro. Ved å kvalifisere for disse programmene kan man søke om støtte til finansiering av klyngen. For modne klynger har klyngeprogrammet egne program rettet mot omstilling og vekst, samt posisjonering av norske næringsmiljø internasjonalt. De modne klyngene skal ha en selvfinansiert forretningsmodell knyttet til driften av klyngen, men kan søke om støtte til samarbeidsbaserte prosjekter (Norwegian Innovation Cluster, 2019).

Det finnes i dag flere klynger rettet mot hydrogen som mottar støtte gjennom klyngeprogrammet. Relevante

klynger er både direkte hydrogenklynger som H2Cluster, men også klynger rettet mot industri, maritim sektor eller energisystemet, der hydrogen kan være en løsning. Klynger som er relevante for verdikjeden for hydrogen og tilbud som finnes i klyngene er videre omtalt under «Andre virkemidler» i kapittel 7.2.6.

I 2022 ble det grunnet reduserte budsjetter ikke utlyst opptak til Arena og Arena pro. Det ble heller ikke utlyst midler til delprogrammet for modne klynger i 2022.

Norsk katapult

Norsk katapult har som mål å gjøre veien fra konseptstadiet til markedsintroduksjon enklere for norsk industri, med vekt på små og mellomstore bedrifter. Dette skjer gjennom tilrettelegging for, og etablering av såkalte katapultsentre som skal bidra til infrastruktur for innovasjon. Siva drifter ordningen i samarbeid med Innovasjon Norge og Forskningsrådet (Norsk katapult). Ordningen har som formål å bidra til at et prosjekt tas fra idéfase til pilotfase (TRL 5-7).

Sustainable energy er ett av katapultsentrene som fokuserer på å utvikle og teste bærekraftige løsninger for produksjon, lagring, distribusjon og styring av energi. Dette omfatter prosessen fra utvikling og testing av prototype i laboratorieomgivelser til testing av ferdig produkt i operative anlegg på land og til havs. Senteret tilbyr både testfasiliteter, kompetanse og hjelp til å søke prosjektstøtte (Sustainable energy).

Enova

Enova ble opprettet i 2001 og har siden vært et viktig klima- og energipolitisk virkemiddel. Enova er underlagt Klima- og miljødepartementet. Departementets styring av Enova skjer på overordnet nivå, der fireårige avtaler om forvaltningen av midlene som Stortinget stiller til rådighet for Enova står sentralt. Innenfor disse rammene er foretaket tillagt stor faglig frihet.

Enovas overordnede formål er å bidra til omstilling mot lavutslippssamfunnet, samt at Norges klimaforpliktelser nås (Klima- og miljødepartementet, 2020). Formålet er videre konkretisert i følgende delmål:

- reduserte ikke-kvotepliktige klimagassutslipp mot 2030
- teknologiutvikling og innovasjon som bidrar til utslippsreduksjoner frem mot lavutslippssamfunnet i 2050

Enovas aktivitet er rettet mot senfase teknologiutvikling og tidlig markedsintroduksjon, med sikte på å oppnå varige markedsendringer slik at løsninger tilpasset lavutslippssamfunnet på sikt blir foretrukket uten støtte.

Aktiviteten kan rettes inn mot alle sektorer. Enova har flere støtteordninger som kan dekke hydrogenproduksjon og bruk av hydrogen i ulike sektorer. Bevilgninger til hydrogenprosjekter har økt kraftig de siste årene, og i perioden 2020-2022 ble det bevilget mer enn 3 milliarder kroner fra Enova til hydrogenprosjekter i ulike deler av verdikjeden.

Støtte til teknologiutvikling

I februar 2023 lanserte Enova oppgraderinger av sine støtteordninger for teknologiutvikling gjennom opprettelse av syv programmer for teknologiutvikling. Programmene har en tematisk profil og følgende programmer er relevant for teknologiutvikling for lavutslipp hydrogen:

- *Utslippsfri maritim transport:* Støtte blant annet prosjekter for utvikling av teknologier for bruk av hydrogenbaserte energibærere som muliggjør operasjon uten CO₂-utslipp og nødvendig infrastruktur denne type energibærere sammen med fartøy der dette ikke ellers er tilgjengelig. Omfatter pilot- og investeringsprosjekter.
- *Industri 2050:* Støtter utvikling og realisering av teknologisprang som bidrar til blant annet reduksjon av bruk av fossile energibærere til oppvarming og mekaniske arbeidsprosesser, reduksjon av klimagassutslipp fra produksjonsprosesser og fangst og permanent lagring av CO₂-utslipp. Programmet omfatter støtte til pilot-, investerings- og utredningsprosjekter
- *Teknologi for bærekraftige energibærere:* Støtter pilotering av ny eller vesentlig forbedret teknologi for biodrivstoff og biogass, og hydrogenbaserte energibærere som benyttes oppstrøms i verdikjedene
- *Ny klimateknologi i bygge- og anleggssektoren:* Støtter blant annet teknologi som bidrar til utviklingen mot utslippsfrie bygge- og anleggsplasser. Omfatter støtte til pilotering og investering i ny energi- og klimateknologi, og i noen tilfeller støtte til forprosjekt

Pilotering av banebrytende klimateknologi: Støtter pilotprosjekter for banebrytende teknologier som ikke omfattes av de øvrige programmene **Støtte til markedsutvikling for hydrogenaktører**

I tillegg til programmer for teknologiutvikling, har Enova utvalgte programmer rettet mot markedsutvikling innenfor enkelte sektorer. For landtransport har Enova et eget program for støtte til investering i tunge hydrogenkjøretøy og fyllestasjoner for disse. Programmet finansierer en andel av mer-kostnaden forbundet med å investere i hydrogenkjøretøy sammenlignet med søkers alternativ. Størrelsen på støtten tilpasses til nivået som er nødvendig for å ta en positiv investeringsbeslutning

(Enova,). Enova tilbyr også støtte til innkjøp av utslippsfrie anleggsmaskiner.

I juni 2022 ga Enova støtte til fem hydrogen-knutepunkter innen maritim transport. Prosjektene som fikk støtte, skal bidra til å gjøre hydrogen offentlig tilgjengelig for maritime transportformål langs norskekysten. Gjennom de fem knutepunktene ble det tildelt midler for etablering av produksjonsanlegg for grønt hydrogen i Glomfjord, Rørvik, Hitra, Florø og Kristiansand.

IPCEI Hydrogen

Important Projects of Common European Interest (IPCEI) er prosjekter som pekes på som innovative innen utvalgte industriområder, og som krever koordinering over landegrensene. Samarbeid mellom IPCEI-prosjekter skal bidra til å fremme investeringer i Europa. I tillegg til samarbeid og kunnskapsdeling på tvers av prosjekter, støttes IPCEI-prosjekter med nasjonale midler. Statsstøttere reglene for IPCEI åpner for høyere støtteintensiteter samt mulighet for å støtte førstegangsinvesteringer i industriell skala. Enova har ansvar for å forvalte den norske deltakelsen, og støtte til prosjekter må derfor også være i tråd med Enovas mål og mandat.

IPCEI Hydrogen er et eget IPCEI-samarbeid i Europa på hydrogenfeltet, som Norge har sluttet seg til. Gjennom Norges deltakelse i IPCEI kan eiere av norske hydrogenprosjekter søke om å bli IPCEI-prosjekter. På den måten kan norske prosjekter kobles opp mot andre prosjekter i verdikjeden for hydrogen, både i Norge og EU. Formålet med denne sammenkoblingen gjennom IPCEI er å bidra til kunnskapsoverføring, markedsstørrelse og andre skalafordeler (Enova, 2022b).

Hvert land gjennomfører en kartlegging av nasjonal interesse for å delta i kvalifiseringsprosessen for IPCEI. Denne ble gjennomført i februar 2022, og fem prosjekter ble valgt til å inngå som Norges bidrag. Deretter gjøres det en såkalt matchmaking for å koble de utvalgte nasjonale prosjektene sammen med prosjekter fra andre medlemsland. I denne prosessen bestemmes det hvilke prosjekter som kvalifiserer som IPCEI. Etter dette gjennomføres det en felles notifikasjonsprosess til EU-kommisjonen/ESA for å få godkjent nødvendig statsstøtte. ESA godkjente i september 2022 Enovas støtte til to norske prosjekter (Enova, 2022c).

Gassnova (CLIMIT)

CLIMIT-programmet er et samarbeid mellom Gassnova og Forskningsrådet som gir støtte til forskning, utvikling og demonstrasjon av CCS-teknologi med formål å påskynde kommersiell CO₂-håndtering. Forskningsrådet gir støtte til forskning og utvikling

(CLIMIT-FoU) gjennom sine ordinære støtteordninger. Gassnova gir støtte til videre utvikling og demonstrasjon (CLIMIT-demo) og har i tillegg det overordnede koordineringsansvaret for programmet. Programmet retter seg både mot forskningsinstitusjoner og bedrifter (CLIMIT).

Prosjekter som støttes kan støttes av CLIMIT-demo er prosjekter som utvikler og demonstrerer kompetanse og teknologi innen følgende områder for CO₂-håndtering:

- CO₂-fangst
- Kompresjon eller annen håndtering av CO₂
- Transport av CO₂
- Langtidslagring av CO₂ i form av injeksjon og deponering
- Bruk av CO₂ som medfører langtidslagring

CLIMIT er relevant for hydrogen fordi produksjon av blått hydrogen krever fangst og lagring av CO₂.

Grønn plattform

Grønn plattform er en felles ordning som forvaltes av Forskningsrådet, Innovasjon Norge og Siva, og som ble etablert i 2020. Ordningen gir støtte til både bedrifter og forskningsinstitusjoner som bidrar til forsknings- og innovasjonsdrevet grønn omstilling. Dette kan skje gjennom å forbedre dagens løsninger, teknologi, tjenester eller produksjonsprosesser, eller gjennom tilrettelegging for nye næringsstrukturer som kan bidra til å møte etterspørselen i internasjonale grønne markeder. Prosjekter som søker støtte fra Grønn plattform, må ha ambisjonsnivå som medfører behov for risikoavlastning utover det som kan dekkes av andre ordninger.

Målet med ordningen er å utløse investeringer i grønne, bærekraftige løsninger og produkter som bidrar til grønn vekst og reduserte utslipp, i tillegg til å styrke norsk eksport og verdiskaping. Det er også et mål at norske bedrifter og forskningsinstitusjoner, gjennom midler fra Grønn plattform, i større grad kvalifiseres for deltakelse i EUs forsknings- og innovasjonsprogram Horisont Europa.

I 2022 ble det gjennom Grønn plattform tildelt midler til blant annet Zerokyst, et samarbeidsprosjekt som skal utvikle og demonstrere nullutslipps fiskefartøy med tilhørende infrastruktur. Dette omfatter utvikling og demonstrasjon av nullutslippsdrivlinje med batteri og brenselcelle. Prosjektet omfatter også en helhetlig løsning for fleksibel og kostnadseffektiv forsyning av elektrisitet og grønt hydrogen som drivstoff (Forskningsrådet, 2022e).

Differansekontrakter for havvind

Regjeringen har mål om å tildele arealer til havvind tilsvarende 30 000 MW innen 2040. I første fase

lyses det ut arealer i Sørlege Nordsjø og Utsira Nord. I desember 2022 ble regjeringens forslag til prekvalifiseringskriterier, kvalitative kriterier, samt tildelings-, auksjons- og støttemodell sendt på høring. Ved behov for statsstøtte, er det foreslått å benytte differansekontrakter.

Differansekontraktene er foreslått utformet slik at tildeling skjer ved auksjon, hvor tilbydere først må prekvalifiseres basert på kriterier som tekniske kompetanse, krav til helse-, miljø og sikkerhet og finansiell styrke. Selve auksjonen vil være monetær og foregå gjennom skjult budgivning. Budgiveren som tilbyr den laveste kontraktsprisen vinner og får denne kontraktsprisen. I perioder hvor kraftprisen er lavere enn kontraktsprisen, dekker staten differansen. I motsatt tilfelle, vil staten motta differansen mellom kraftprisen og kontraktsprisen når denne er positiv. Slik får produsenten risikoavlastning i form av garantert kraftpris i deler av driftsfasen.

Olje- og energidepartementet har foreslått en støtteperiode på 15 år, med et øvre tak på det totale støttebeløpet som kan utbetales. Departementet vurderer også å sette en reservasjonspris som vil utgjøre den maksimale kontraktsprisen.

Differansekontrakter for havvind er ikke et direkte virkemiddel rettet mot hydrogen, men vil indirekte kunne fremme produksjonen av grønt hydrogen gjennom støtte til den mest sentrale innsatsfaktoren for grønn hydrogenproduksjon. Økt fornybar kraftproduksjon vil redusere kraftprisen slik at det blir relativt billigere å produsere hydrogen. Dette vil også gjelde for andre bruksområder av kraft, og kraften vil dermed benyttes der den gir best avkastning. Dermed vil dette virkemiddelet kun fremme produksjon av grønt hydrogen der dette utgjør den mest effektive anvendelsen av kraften.

Langskip og Northern Lights

Langskip er et norsk demonstrasjonsprosjekt for CO₂-fangst fra industrielle kilder, transport og CO₂-lagring som i stor grad finansieres med statlig støtte. Av det samlede kostnadsestimatet for Langskip på 27 milliarder, bidrar staten med 18 milliarder. Prosjektet innebærer å fange CO₂ på Norcems sementfabrikk i Breivik og ved Hafslund Oslo Celsios forbrenningsanlegg for avfall på Klemetsrud. Northern Lights, et samarbeidsselskap bestående av Equinor, Shell og TotalEnergies, skal transportere og lagre den fangede CO₂-en. Fullskala demonstrasjon av CO₂-fangst og -lagring gjennom Langskip-prosjektet bidrar til utviklingen av CCS-teknologi som også er relevant for utviklingen av teknologi for produksjon av blått hydrogen.

Andre subsidieordninger

I tillegg til direkte finansielle støtteordninger finnes det også andre støtteordninger som kan bidra til å fremme investering i hydrogen. Dette omfatter blant annet enkelte fordeler knyttet til bruk av hydrogenbiler. Hydrogenbiler har de samme avgiftsfordelene som elbiler og kan, gitt at det er lokalpolitisk ønske for det, få fritak for bompenger i byområdet, også der elbiler betaler inntil 50 prosent takst. I tillegg har hydrogenbiler tilgang til å bruke kollektivfelt (Olje- og energidepartementet, 2021a).

Videre ble det i handlingsplan for grønn skipsfart (Departementene, 2019) presentert at regjeringen Solberg ville vurdere en miljøfordelsordning for null- og lavutslippsskip i skipsregistre NIS og NOR. Det er uklart hvorvidt dagens regjering ønsker å følge opp dette og hvordan en slik fordelsordning eventuelt vil se ut.

7.2.5 Internasjonale støtteordninger

I tillegg til nasjonale støtteordninger rettet mot å fremme teknologiutvikling innenfor klimateknologi generelt og hydrogen spesielt, finnes det også flere virkemidler på EU-nivå med relevans for norske aktører. Sentralt står forsknings- og innovasjonsprogrammet Horisont Europa.

Horisont Europa

Horisont Europa er EUs rammeprogram for forskning og innovasjon som startet opp i 2021 med foreløpig totalbudsjett på 95,5 milliarder euro. Ordningen er åpen for norske aktører på lik linje med aktører i EU-medlemsland. 35 prosent av budsjettet skal gå til klimaformål. Programmets visjon er å håndtere klimaendringer, bidra til å oppnå FNs bærekraftsmål og styrke Europas konkurransekraft og vekst.

Horisont Europa har tre pilarer; (i) Fremragende forskning, (ii) Globale utfordringer og konkurranse-dyktige næringsliv og (iii) Åpen innovasjon. Førstnevnte finansierer banebrytende forskning, og hoveddelen av denne pakken er rettet mot forskningsinstitusjoner. Næringslivsansatte med forskererfaring har også anledning til å delta i nettverkssamarbeid og utvekslingsordninger. Den andre pilaren finansierer store samarbeidsprosjekter mellom aktører som bedrifter, næringsklynger, forskningsinstitusjoner, offentlig sektor og frivillige organisasjoner. Den siste pilaren omfatter utvikling av banebrytende og innovative teknologier med kommersialiseringspotensial. For små og mellomstore bedrifter gis det i tillegg garantier for tiltak rettet mot markedsintroduksjon og oppskalering (Innovasjon Norge, 2022; European Commission, 2021b; Forskningsrådet, 2020a).

Pilar II og III i Horisont Europe-programmet er spesielt rettet mot prosjekter som er relevant for lavkarbon-

industri og banebrytende teknologier, inkludert hydrogen. Prosjektene må imidlertid inneholde et forsknings- og innovasjonselement, i tråd med målene for ordningen. Av prosjekter relatert til hydrogen, kan Horisont Europa støtte:

- Anvendt forskning, teknologiutvikling og integrasjon, testing, demonstrasjon og validering av *småskala prototype* i et laboratorium eller simulert miljø
- Prototyping, testing, demonstrasjon, pilotering og *produktvalidering i storskala*
- Aktiviteter som er nødvendige for å sette en innovasjon på markedet, inkludert *oppskalering* av selskaper
- *Testing og demonstrasjon av hydrogenteknologier i industrielle miljøer* gjennom Open Innovasjon Test Beds (OITB)¹⁵⁴

Horisont Europa bygger på EUs tidligere forsknings- og innovasjonsprogram Horisont 2020 som blant annet finansierte tre 100 MW elektrolyseanlegg for hydrogenproduksjon i Tyskland¹⁵⁵, Nederland og Portugal (European Commission, 2022c).

En sentral del av Pilar II under Horisont Europa er forsknings- og innovasjonssamarbeid mellom EU, medlemsland, industri og andre relevante interessenter. European Clean Hydrogen Partnership er ett av disse partnerskapene (European Commission).

Formålet med **European Clean Hydrogen Partnership** er å akselerere utviklingen og bruken av hydrogenteknologi i Europa. Partnerskapet har et budsjett på 1 milliard euro i offentlig finansiering med formål å utløse tilsvarende private investeringer slik at det samlede budsjettet er på 2 milliarder euro. Clean Hydrogen Partnership har, knyttet til REPowerEU, fått i oppdrag å forvalte ytterligere 200 millioner euro til en styrket satsning på Hydrogen Valleys. Fokuset for partnerskapet er på produksjon, distribusjon og lagring av hydrogen til bruk i industri, transport og bygg. Dette inkluderer finansiering av forskning og utvikling, storskala demonstrasjons-prosjekter og enkelte fullskalaprojekter (European Commission). Norske aktører (både industri og FoU-institusjoner) har betydelig deltakelse i partnerskapet, både strategisk og som partnere i prosjekter.

Andre europeiske partnerskap med relevans for hydrogen er The European Partnership for Clean Aviation, The European Partnership for transforming Europe's rail system, Zero-emission waterborne transport, Zero-emission road transport, Built4People, Clean steel low-carbon steelmaking og Process4Planet. Disse partnerskapene har som formål å utvikle og fremme løsninger for utslippsreduksjoner

¹⁵⁴ Enheter som gir tilgang til fysiske fasiliteter for utvikling, testing og oppskalering av teknologi i industrielle miljøer

innenfor henholdsvis luftfart, jernbane, sjøtransport, veitransport, bygg, stålproduksjon og prosessindustri.

EUs innovasjonsfond

EUs innovasjonsfond er en støtteordning for investering i ny moden klimateknologi, herunder oppskalering av ny teknologi som gir store utslippsreduksjoner i tråd med EUs klimamål frem mot 2050. Dette omfatter teknologier som blant annet fornybar energiproduksjon, energilagring, produksjon av komponenter for fornybar energi- og hydrogenproduksjon, og CO₂-håndtering. Ordningen er finansiert av EUs klimavotesystem og det er Enova som har ansvar for Norges deltakelse i innovasjonsfondet og for å støtte norske søkere til fondet.

Fondets størrelse avhenger av kvoteprisen, men fondet anslår å tildele ca. 30 milliarder euro til prosjekter frem mot 2030. Innovasjonsfondet støtter inntil 60 prosent av merkostnadene forbundet med investerings- og driftskostnadene knyttet til innovative løsninger for store prosjekter og 60 prosent av den samlede investeringen for små prosjekter. Opptil 40 prosent av tildelingen kan gis på bakgrunn av forhåndsdefinerte milepæler, før prosjektet er iverksatt (European Commission; Enova).

Innovasjonsfondet utlyste i november 2022 midler til storskala prosjekter, herunder blant annet prosjekter relatert til hydrogenproduksjon og bruk av hydrogen i industrien, og prosjekter innen produksjon av komponenter for elektrolysører og brenselceller. Utlysningen har et samlet budsjett på 3 milliarder euro (European Commission, 2022d).

Competitive bidding

Som en del av Innovasjonsfondet utvikler EU nye støttemekanismer for lavutslippsteknologier. Dette omfatter såkalt "competitive bidding" eller auksjonering som skal bidra til å tette kostnadsgapet mellom lavutslippsteknologier og fossile teknologier. Auksjonering av støtten skal bidra til kostnads-effektivitet og derigjennom minimere bruken av offentlige midler. Europakommisjonen vurderer følgende former for auksjonering av støtte til hydrogenprodusenter og -brukere (European Commission, 2023a).

- Differansekontrakter for hydrogen
- Differansekontrakter for karbonutslipp
- Faste premiumkontrakter

European Hydrogen Bank

I mars 2023 annonserte EU at de vil lansere en hydrogenbank som delvis vil finansieres gjennom

¹⁵⁵ Det tyske elektrolyseprosjektet Refhyne-prosjektet er koordinert av SINTEF, <https://www.refhyne.eu/refhyne-2/>.

Innovasjonsfondet. Banken har to hovedpilarer bestående av en «innenlands» pilar for produksjon av hydrogen og -bærere i EU og en internasjonal pilar for import av hydrogen fra utenfor EU. I tillegg er det en pilar for transparens og koordinering, samt en pilar for bruk av eksisterende finansielle virkemidler som Innovasjonsfondet. Sammen skal hydrogenbankens pilarer bidra til at EUs mål om produksjon og import av hydrogen innen 2030 nås. Dette skal både skje gjennom økt finansiering, men også gjennom risikoavlastning (European Commission, 2023b).

I 2023 vil banken starte opp med en pilotfase hvor det vil lanseres **differansekontrakter for hydrogen**. Differansekontraktene vil dekke 100 prosent av kostnadsgapet mellom grått og grønt hydrogen i EU. Detaljene rundt hvordan differansekontraktene vil se ut er foreløpig ikke kjent (European Commission, 2022e). Det er nylig kommet oppdatert og mer detaljert informasjon om hva midlene til European Hydrogen Bank skal benyttes til.

7.2.6 Andre virkemidler

I tillegg til skatter og avgifter, direkte reguleringer og ulike subsidieordninger finnes det også andre virkemidler som kan bidra til å utløse investeringer i hydrogenteknologi. Dette omfatter blant annet ulike låne- og garantiordninger som kan fremme eksport av hydrogen, offentlig-privat samarbeid og miljø- og klimaavtaler, samt forsknings- og innovasjons-samarbeid som ikke involverer direkte finansiering av prosjekter. I tillegg finnes det ulike tilbud og virkemidler gjennom eksisterende klynger.

Låne- og garantiordninger

Eksportfinansiering Norge (Eksfin) er en statlig forvaltningsbedrift under Nærings- og fiskeridepartementet og ble opprettet 1. juli 2021 gjennom sammenslåing av Garantiinstituttet for eksportkreditt (GIEK) og Eksportkreditt Norge AS.

Eksfin fremmer norsk eksport gjennom å bistå norske bedrifter, utenlandske kjøpere og deres banker med statlige lån, garantier og kompetent rådgivning. Eksfin fremmer salgskontrakter til internasjonale kjøpere, anleggsinvesteringer i Norge, eller andre typer finansielle transaksjoner som styrker norsk eksport og verdiskaping.

Flere av Eksfins produkter og tjenester kan benyttes for å fremme investeringer i hydrogen, selv om det ikke er egne ordninger særskilt for hydrogen-næringen. For eksempel kan Eksfin yte lån og/eller garanti for klimavennlige investeringer med eksport-potensial. Dette innebærer at bedriften har en produksjon eller produserer løsninger som bidrar til å redusere klimagassutslipp, og som fører til eksport i løpet av 5-10 år. Et eksempel på dette kan være

investeringer i ulike former for pilotprosjekt som har til hensikt å utvikle teknologi som senere kan eksporteres.

Eksfin har også en *kraftgarantiordning* som retter seg mot norske industribedrifter med stort behov for elektrisk kraft. Det stilles ikke krav om eksport, og garantiene skal sikre at kraftselger får betalt for kraften. Ordningen er åpen for norske industri-bedrifter, blant annet innen produksjon av kjemiske produkter.

Eksfin kan også yte *produksjonslånsgaranti*. Garantien kan stilles når norske eksportører skal finansiere sine produksjonskostnader knyttet til spesifikke kontrakter. Underleverandører er også inkludert i ordningen, og kan få tilsvarende produksjonslånsgaranti når de skal finansiere produksjonskostnader knyttet til å levere til bedrifter som skal eksportere.

Innovasjon Norge kan gi **innovasjonslån for internasjonal vekst** til små og mellomstore bedrifter med internasjonale vekstambisjoner. Dette omfatter finansiering av materielle og immaterielle investeringer som kan bidra til vekst, økt kapital-binding i varelager og fordringer, omstilling, og utvikling og kommersialisering av nye løsninger. Lånet har en øvre grense på 25 millioner kroner og kan finansiere inntil 50 prosent av finansieringsbehovet (Innovasjon Norge).

Invest EU er EUs investeringsprogram som tilbyr finansielle virkemidler, herunder lån, garantier og egenkapitalinstrumenter. Programmet er rettet mot fire ulike temaområder, hvorav bærekraftig infrastruktur og forskning, innovasjon og digitalisering er to av disse. Programmet har en samlet budsjettgaranti på 26,2 milliarder euro frem til 2027 og ambisjon om å mobilisere ytterligere 372 milliarder euro fra private investorer og offentlige virkemiddelaktører. 30 prosent av investeringene er øremerket klima- og miljørelaterte prosjekter som skal bidra til å oppnå EUs klimamål (Innovasjon Norge, 2022c).

Norge er per i dag ikke tilknyttet Invest EU. Det arbeides imidlertid med en avtale med EU-kommisjonen som er ventet signert i løpet av første kvartal 2023 (Innovasjon Norge, 2022c).

Offentlig-privat samarbeid, inkludert klima- og miljøavtaler

I tillegg til rene offentlige subsidieordninger for teknologiutvikling og innovasjon finnes det også samarbeid mellom private og offentlige aktører om finansiering av slike prosjekter. Eksempler på dette er NOx-fondet og Industriens miljøfond.

NOx-fondet er en forening stiftet av nærings-organisasjonene i forbindelse med innføringen av NOx-avgiften i 2007. Fondet har inngått en avtale med Klima- og miljødepartementet som innebærer at

NOx-utslipp fra kilder omfattet av avtalen skal holdes under et samlet utslippstak. Virksomheter som er tilsluttet fondet betaler en innbetalingssats per kg NOx-utslipp. For virksomheter som i utgangspunktet har avgiftsplikt for NOx-utslipp gis det avgiftsfritak ved tilslutning til fondet. Innbetalingssatsen per kg NOx-utslipp fastsettes av styret i NOx-fondet og settes slik at utslippstaket gitt i NOx-avtalen nås. Midlene som innbetales til NOx-fondet er øremerket investeringer i NOx-reducerende tiltak og miljøvennlig teknologi som bidrar til reduksjon i NOx-utslipp i Norge (NOx-fondet).

Selv om det primære formålet med NOx-fondet er å redusere utslipp av NOx, vil slike tiltak i mange tilfeller også bidra til reduksjon av CO₂-utslipp. Dette gjelder særlig tiltak for energiomlegging og omlegging til alternativt drivstoff, hvor hydrogen kan være et alternativ.

Grønt skipsfartsprogram arbeider med prosjekter som reduserer utslipp i skipsfarten. Det er et offentlig-privat partnerskap hvor programmet mottar midler fra statsbudsjettet, men også fra mange av de 103 private bedriftene som er partnere, eksempelvis Aker Clean Hydrogen og Fjord1. Programmet har som mål å realisere miljøvennlige skipfartsløsninger som kan bidra til å nå nasjonale og internasjonale miljøforpliktelser. For å nå målene, som innebærer en 50 prosent reduksjon i utslipp av klimagasser for norsk skipsfart og fiske innen 2030, er skip som anvender miljøvennlig drivstoff en viktig faktor. Grønt skipfartsprogram har derfor finansiert flere prosjekter som ser på løsninger for bruk av ammoniakk og hydrogen som drivstoff i skip. Blant annet har Lerøy Havfisk AS satt i gang et prosjekt for å se på hvordan man kan implementere dual-fuel ammoniakk som drivstoff i deres havgående trålere. Veidekke har utlyst en konkurranse, hvor over 31 rederier har deltatt, om muligheten til å bygge to hydrogendrevne skip som skal frakte asfalt og grus langs norskekysten (Grønt Skipfartsprogram, 2022a; Grønt Skipfartsprogram, 2021; Grønt Skipfartsprogram, 2022b).

Grønn luftfart ønsker å bidra til at Norge tar en ledende rolle i overgangen til bærekraftig luftfart med hensikt å redusere utslipp og skape arbeidsplasser i Norge. Det er Avinor, SINTEF, Luftfartstilsynet og Norsk Industri som står bak satsningen. Programmet har som formål å legge til rette for at internasjonale og nasjonale aktører bruker Norge til forskning og utvikling av en miljøvennlig luftfart. Grønn luftfart tilbyr derfor ulike former for bistand og tilrettelegging. Dette omfatter blant annet å sette innovatører i kontakt med relevante FoU-arenaer og hjelpe med å mobilisere virkemiddelapparatet. Videre skal Avinor legge til rette for infrastruktur og tilgjengeliggjøring av luftrom for testing av innovative løsninger. Luftfartstilsynet skal

legge til rette for internasjonalt myndighetssamarbeid og vurdere behovet for regulatorisk utvikling. I tillegg skal programmet ha oversikt over alle prosjekter knyttet til grønnere luftfart, både nasjonale og internasjonale, og igangsette prosjekter på områder hvor det trengs mer kunnskap (Grønn luftfart, 2022).

Forsknings- og innovasjonssamarbeid

Det finnes også flere forsknings- og innovasjonssamarbeid på både nasjonalt og internasjonalt nivå med formål å fremme klimateknologi generelt eller hydrogenteknologi spesielt. Det er varierende hvorvidt disse samarbeidene hovedsakelig er knyttet til informasjonsutveksling og samarbeid på tvers av prosjekter, eller om samarbeidsplattformene også innebærer finansiering av prosjekter.

HEILO-samarbeidet er en samlingsplattform for virkemiddelapparatet rettet mot hydrogenprosjekter. Her samles informasjon om støtteordninger og programmer som finnes innenfor Forskningsrådet, Innovasjon Norge, Gassnova og Enova. Plattformen skal også koordinere og sørge for at det finnes virkemidler som dekker modenhet på tvers av TRL-skalaen. Samarbeidet bygger på relevante virkemidler som de fire aktørene forvalter, der støtten til henholdsvis FoU, pilotering, demonstrasjon, markedsintroduksjon og næringsutvikling knyttet til hydrogen ses i sammenheng. Nettsiden skal gjøre det lettere for aktører å få oversikt over ulike støtteprogrammer og finne frem til rett støtteordning.

Pilot-E (inngår i Heilo-samarbeidet) er en samarbeidsplattform mellom Forskningsrådet, Innovasjon Norge og Enova med formål å raskere utvikle nye produkter og tjenester innen miljøvennlig energiteknologi, samt å bidra til utslippskutt både i Norge og internasjonalt. Det er ikke definert en egen tilskuddsramme for Pilot-E, men gjennom én søknad skal bedrifter kunne få en samordnet beslutning om støtte for hele utviklingsløpet gjennom Forskningsrådets, Innovasjon Norge og Enovas støtteordninger. Et Pilot-E prosjekt skal følgelig omfatte hele løpet fra forskning til fullskala demonstrasjon.

European Clean Hydrogen Alliance er en møteplass for europeiske hydrogenaktører. Samarbeidet har som mål å samle aktører innen produksjon, forbruk og distribusjon av hydrogen. Samarbeidet er åpent for alle offentlige og private aktører innen lavutslipp hydrogen, også norske aktører. Deltakere møtes to ganger i året i Hydrogen Forum for å diskutere storskala utvikling av ren hydrogenteknologi.

Mission Innovation er et globalt initiativ som skal bidra til teknologutvikling og markedsintroduksjon for ren energi. Initiativet består av 23 land, herunder

Norge, samt EU-kommisjonen. Innenfor initiativet er det en egen satsing på hydrogen, som Norge også deltar i. Hydrogensatsingen skal bidra til å redusere kostnaden ved lavutslippshydrogen, blant annet gjennom å legge til rette for etablering av minst 100 storskala hydrogensamarbeid globalt innen 2030.

Klynger relevante for verdikjeden for hydrogen

Det finnes en rekke klynger som er relevante for verdikjeden for hydrogen, både direkte hydrogen-klynger og andre klynger, for eksempel rettet mot maritim transport eller energi. Noen klynger operer nasjonalt med medlemmer spredt over hele landet, mens andre har en regional avgrensning. I tillegg til finansiering gjennom klyngeprogrammet, finnes det flere med annen finansiering, for eksempel fra kommune eller fylkeskommune, prosjektstøtte eller medlemsbidrag.

H2Cluster og Agder H2 Nettverk er to klynger som spesialiserte seg direkte mot utvikling av hydrogen. H2Cluster har medlemmer nasjonalt, og ønsker å være en nasjonal hydrogenklynge, mens Agder H2 Nettverk er en regional klynge i Agder.

Det finnes også klynger der hydrogen kommer inn som en del i andre verdikjeder, for eksempel til bruk i industri eller maritim sektor, eller hydrogenproduksjon som en del av energisystemet. Eksempler på industri-klynger er Arctic Cluster Team, Powered by Telemark, Kongsberg Klyngen og Eyde-klyngen. Dette er klynger med regional tilknytning til industrivirksomheter, og som har hydrogen som et av flere områder. Innen maritim sektor er relevante klynger for eksempel GCE Ocean Technology, Ocean Hyway Cluster og GCE Blue Maritime. For disse klyngene er omstilling av sektoren viktig, og bruk av hydrogen eller hydrogen-derivater vil være et viktig område. Det finnes flere klynger innen energisystem, energiproduksjon og energibruk, enten spesialisert mot spesifikke produksjonsformer eller energisystemet som helhet, som er relevant for produksjon av grønt hydrogen. Eksempler på energiklynger er Energi i Nord, Norwegian Offshore Wind, NCE Smart Energy Markets, Renergy Cluster, Energy Transition Norway, Sustainable Energy Catapult, Energy Valley og Solenergiklyngen.

Virkemidler i klyngene

Klyngene har ulike tilbud til sine medlemmer, spesielt knyttet til nettverk, kompetanse, finansiering og kommunikasjon. H2Cluster har nylig kartlagt hva slags tilbud som finnes og planlegges blant de ulike klyngene. Undersøkelsen ble sendt ut til 17 klynger, og de mottok svar fra 12.¹⁵⁶ Nettverk mellom ulike aktører i verdikjeden for hydrogen er kanskje den

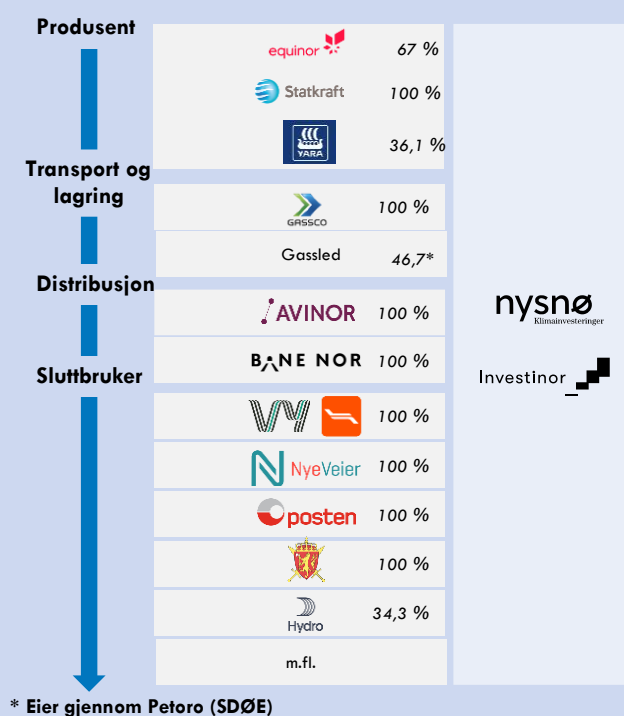
viktigste rollen klyngene har. I undersøkelsen svarer samtlige at de arrangerer konferanser eller seminarer for medlemmene som fungerer som gode møteplasser og bygger nettverk. I tillegg tilbyr flere klynger en-til-en-koblinger mellom relevante aktører blant medlemmene i klyngen.

Flere klynger tilbyr en rekke kurs eller seminarer for sine medlemmer for å bygge kompetanse i de ulike bedriftene. I tillegg har flere klynger samarbeids-prosjekter sammen med utdanning- og forsknings-institusjoner for å kartlegge kompetansebehov, tilrettelegge for kompetanseheving og nye kurs. Klyngene bidrar også til å følge med på, og vise til andre kurs som arrangeres, som kan være av interesse for medlemmene.

Klyngene gir ikke selv finansiering til medlemmene, men kan hjelpe medlemmer å få annen finansiering. Alle klyngene svarer at de tilbyr oversikt over aktuelle virkemiddelordninger og bistand til utvikling av søknader. Dette kan være både rådgivning og direkte bistand i utforming av søknad. Flere klynger trekker også frem at de tilbyr rådgivning om finansiering gjennom EU. Enkelte klynger arbeider også mer med å finne investorer og koble medlemmer med relevante investorer.

Deltakelse i klynger kan også være viktig for kommunikasjon og markedsføring for medlemmene. Flere klynger jobber aktivt med markedsføring av

Figur 7-13: Statlig eierskap i ulike deler av verdikjeden



¹⁵⁶ Resultatene fra undersøkelsen er tilgjengeliggjort for prosjektgruppen av H2Cluster og andre involvert klynger.

klyngen som helhet og herunder sine medlemmer. Eksempler på dette er samarbeid om kampanjer, hjelp til visuell profilering, felles deltakelse på messer og strategisk deltakelse på debatter.

7.2.7 Statlig eierskap

Statens direkte eierskap utgjør i dag 70 selskaper. Gjennom det direkte statlige eierskapet i selskaper eier staten verdier for 1 179 milliarder kroner (pr. 31.12.21). Av dette utgjorde 844 milliarder kroner verdien av statens aksjer notert på Oslo Børs, noe som tilsvarer i overkant av en femtedel av verdiene på Oslo Børs.

Staten har kategorisert selskapene utfra hvilke **mål** staten har med eierskapet. I kategori 1 inngår selskapene der staten som eier har mål om høyest mulig avkastning over tid innenfor bærekraftige rammer. I kategori 2 inngår selskapene der statens mål som eier er bærekraftig og mest mulig effektiv oppnåelse av sektorpolitiske mål.

Staten har også **begrunnelser** for hvorfor det er hensiktsmessig å eie selskapet. Et utgangspunkt for hvorfor staten eier, er at markedet i enkelte tilfeller alene ikke gir det beste samfunnsøkonomiske resultatet, og at statlig eierskap i disse tilfellene er det beste virkemiddelet for å løse markedssvikten.

I eierskapsmeldingen trekker staten frem seks ulike begrunnelser for når statlig eierskap kan være et hensiktsmessig tiltak for å oppnå ulike samfunnsbehov

- Hovedkontorfunksjoner i Norge
- Samfunnssikkerhet og beredskap
- Energi og naturressurser
- Tilrettelegging for bærekraftig omstilling og økt verdiskaping
- Infrastruktur, monopoler og tildelte rettigheter
- Fellesgoder og/eller sosial og geografisk fordeling

I eierskapsmeldingen er målet om at Norge skal lykkes med overgangen til et lavutslippssamfunn særlig omtalt. Meldingen peker på at det må utvikles ny teknologi, nye produkter, ny infrastruktur og samarbeid innenfor en rekke bransjer. Meldingen understreker at dette er en del av begrunnelsen *hovedkontorfunksjoner i Norge*.

Videre viser meldingen til at *Tilrettelegging for bærekraftig omstilling og økt verdiskaping* er innført som ny begrunnelse, med utgangspunkt i at det på enkelte områder kan være flere barrierer og markedssvikter som hemmer omstillingen og verdiskapingen i norsk økonomi. Eksempler på dette kan være for lite forskning og innovasjon, for få vekstkraftige oppstarts- og tidligfasebedrifter, behov for raskere omstilling til bærekraftig verdiskaping,

mangel på investorkompetanse og svikt i kapitalmarkedet.

Ulike næringspolitiske virkemidler eies med begrunnelse i dette, eksempler på dette er egenkapitalvirkemidler (som Investinor og Nysnø). Videre viser meldingen til at *Tilrettelegging for bærekraftig omstilling og økt verdiskaping* er innført som ny begrunnelse, med utgangspunkt i at det på enkelte områder kan være flere barrierer og markedssvikter som hemmer omstillingen og verdiskapingen i norsk økonomi. Eksempler på dette kan være for lite forskning og innovasjon, for få vekstkraftige oppstarts- og tidligfasebedrifter, behov for raskere omstilling til bærekraftig verdiskaping, mangel på investorkompetanse og svikt i kapitalmarkedet.

Infrastruktur, monopoler og tildelte rettigheter er en ny begrunnelse som hensyntar at for enkelte virksomheter kan deler av virksomhetens infrastruktur og tjenesteyting være naturlige monopoler eller ha karakter av monopol som kan være hensiktsmessig at staten eier, slik at tilbudet skal bli best mulig for samfunnet. Å bidra til god nasjonal infrastruktur er en sentral offentlig oppgave. Statlig eierskap kan mulig gjøre en samfunnsøkonomisk lønnsom utbygging av infrastruktur.

Egenkapitalvirkemidler

Nysnø Klimainvesteringer (Nysnø) skal bidra til reduserte klimagassutslipp gjennom investeringer som direkte eller indirekte bidrar til dette. Nysnø gjør både direkteinvesteringer og fondsinvesteringer. Selskapene Nysnø investerer i er unoterte selskaper, og fondene selskapet investerer i retter seg mot unoterte selskaper, med virksomhet i eller ut fra Norge. Investeringsfokus er selskaper i tidlige faser med ny teknologi i overgangen fra teknologit utvikling til kommersialisering.

Selskapet ble etablert i 2017 og har vært operativt siden høsten 2018. Staten er eier i Nysnø for å bidra til kapitaltilgang for investeringer i tidligfaseselskaper som reduserer klimagassutslipp. Staten eier 100 prosent av aksjene i Nysnø. Statens mål som eier er høyest mulig avkastning over tid innenfor bærekraftige rammer.

Per tredje kvartal 2022 hadde Nysnø cirka 40 prosent av investeringene i selskaper (854 millioner) og 60 prosent i fond (1 398 millioner). Nysnø har ingen føringer for hvor stor andel av midlene som skal plasseres i henholdsvis fond og aksjer.

Det er heller ikke lagt noen føringer på spesifikke sektorer eller teknologier Nysnø skal investere i, utover at selskapet skal bidra til reduserte klimagassutslipp gjennom sine investeringer. Slik sett er selskapet teknologinøytralt. Selskapet har heller ingen mandater

som tilsier at selskapet skal søke å korrigere markeds-
svikter i markedet for finansiering av miljøteknologi.

Investinor skal bedre kapitaltilgangen for bedrifter i den tidlige fasen gjennom aktive direkteinvesteringer og investeringer i selskaper i tidlig fase og i fond som investerer i selskaper i tidlig fase (fond-i-fond). Selskapet er investert i 79 enkelt-selskaper og 45 fond og forvaltningsmiljø. Selskapet følger i tillegg opp såkornfond, pre-såkornfond og koinvesteringsfondet for Nord-Norge.

Selskapet ble opprettet i 2008. Ved utgangen av 2021 hadde selskapet bokført egenkapital på 5,6 milliarder kroner. Staten er eier i Investinor for å bidra til kapitaltilgang for selskaper i tidlig fase. Staten eier 100 prosent av aksjene i Investinor. Statens mål som eier er høyest mulig avkastning over tid innenfor bærekraftige rammer.

Direkte eierskap

Staten har i dag direkte eierskap i en rekke selskaper med potensial for å være sentrale aktører i ulike deler av verdikjedene for hydrogen. Omfanget og formålet med det statlige eierskapet i de ulike selskapene varierer imidlertid.

Statens eierskap kan i hovedtrekk deles inn i tre kategorier; (i) næringsvirksomhet initiert av staten, (ii) næringsvirksomhet overtatt av staten og (iii) egenproduksjon av varer og tjenester. For eksempel inngår Equinor i kategorien næringsvirksomhet initiert av staten, mens Hydro og Yara inngår i næringsvirksomhet overtatt av staten. Statlige foretak som Statnett, Avinor, Bane NOR og Vygruppen inngår i gruppen eierskap for egenproduksjon av varer og tjenester (Nærings- og fiskeridepartementet, 2022b). Generelt er statens eierandel i selskaper i de to førstnevnte kategoriene lavere enn eierskapsandelen i den siste kategorien, hvor staten har eierandel på 100 prosent. Det følger av både eierskapsandeler og intensjonen bak de ulike formene for eierskap at statens mulighet for styring og kontroll er størst overfor de statlige selskapene for egenproduksjon av varer og tjenester.

Nedenfor gir vi en gjennomgang av potensielt relevant statlig eierskap i de ulike leddene i verdikjeden.

Som produsent av naturgass har **Equinor** potensial til å omdanne naturgassen til blått hydrogen. Selskapet er deltaker i flere prosjekter for utvikling av hydrogenteknologi i samarbeid med aktører fra både Storbritannia, Nederland og Tyskland. Equinor er også en sentral aktør for transport og lagring av karbon under havbunnen gjennom Northern Lights (i samarbeid med Shell og TotalEnergies) og er tildelt operatørskap for utvikling av CO₂-lagrene Smeheia i

Nordsjøen og Polaris i Barnetshavet (Equinor). Den norske stat er majoritetseier i Equinor med eierskap på 67 prosent av selskapets aksjer.

Innenfor grønt hydrogen er **Statkraft**, som leverandør av fornybar kraft, en potensiell produsent. Statkraft har som mål å utvikle, bygge og drive hydrogenproduksjon med fokus på Norge og Sverige og utvalgte kjernemarkeder. Ambisjonen er å utvikle 2 GW innen 2030. Selskapet har foreløpig prosjekter under utvikling på ulike lokasjoner i Norge som Mo, Finnfjord, Hitra, Hardanger og Grenland. Statkraft jobber sammen med ulike partnere i hele verdikjeden i de forskjellige prosjektene. I Mo jobber Statkraft med Celsa, Mo Industripark (MIP) og Nel, i Finnfjord sammen med smelteverket og i Tyssdal sammen med de andre partnerne i Hardanger Hydrogen Hub. Statkraft er 100 prosent eid av den norske stat.

Yara produserer ammoniakk ved bruk av hydrogen fra reformering av naturgass. Dersom karbonet fra naturgassen fanges og lagres i prosessen (blått hydrogen), eller dersom hydrogenet isteden fremstilles gjennom elektrolyse (grønt hydrogen), vil ammoniakken være henholdsvis blå eller grønn. Yara har etablert en egen enhet for satsing på grønn ammoniakk, «Yara Clean Ammonia», som blant annet skal tilby ammoniakk som drivstoff til skip. Den norske stat har en eierandel i Yara på 36,1 prosent.

I transportleddet har også staten i dag direkte eierskap med potensiale for transport av hydrogen. Dette er knyttet til gasstransportsystemet i Norge som i stor grad er under statlig kontroll. **Gassco** er operatør av rørnettverket for transport av gass og den norske stat eier 100 prosent av selskapet. Selskapets oppgaver omfatter å bistå i utviklingen av ny infrastruktur, administrere kapasiteten i gasstransportsystemet, og koordinere og styre gasstrømmene gjennom nettverket av rørledninger fra og til markedene. Gasscos arkitektfunksjon for videreutvikling av transportsystemet skal sikre helhetlig videreutvikling av gasstransportsystemet, herunder utvikling for hydrogentransport.

Gassled eier størsteparten av gassinfrastrukturen på den norske sokkelen, herunder landanleggene på Kårstø og Kollsnes, og rørsystemer som knytter produserende felt i Nordsjøen og Norskehavet til disse anleggene og/eller til Storbritannia og kontinentet. Selskapet er et interessentselskap bestående av eierne Petoro (SDØE), CapeOmega, Hav Energy NCS Gas, Silex Gas Norway og Equinor Energy. Eierskapet omfatter rørledninger, plattformer, prosessanlegg på land og mottaksterminaler i utlandet. Virksomhetene er regulert i petroleumsforskriften og tariffene for de enkelte tjenestene fastsettes av Olje- og energidepartementet. Tariffene fastsettes slik at fortjenesten fra olje- og gassutvinningen blir tatt ut på feltene

samtidig som eierne av infrastrukturen får en rimelig avkastning på investeringene.

I tillegg til Gassled er det også etablert andre interessentselskaper som eier mindre deler av gassinfrastrukturen. Dette omfatter Haltenpipe, Valemon Rich gas Pipeline, Knarr Gas Pipeline, Utsira High Gas pipeline, Nyhamna, Polarled og Vestprosess DA. Petoro (SDØE) er deleier i samtlige av disse med unntak av Knarr og Utsira. Gassco er operatør for både Gassled og de øvrige interessentselskapene. Dette innebærer at Gassco opererer på vegne av eller i egenskap av eierne.

Avtaler om tilgang til oljeinfrastruktur forhandles mellom eier og brukere. Tilgangen til transport-systemet er regulert i Petroleumsloven og petroleumsforskriften kapittel 9. I henhold til petroleumsforskriften kapittel 9 § 59 skal «naturgassforetak og kvalifiserte kunder som har behørig begrunnet rimelig behov for transport og/eller behandling av naturgass på objektive og ikke-diskriminerende vilkår ha rett til adgang til oppstrøms gassrørledningsnett, herunder anlegg som yter tilknyttede tekniske tjenester i forbindelse med slik adgang». Tilgang til systemet gis på bakgrunn av at operatøren til kunngjorte tidspunkter åpner for at naturgassforetak og kvalifiserte kunder kan reservere rett til bruk av ledig kapasitet i oppstrøms gassrørledningsnett for gitte tidsrom (§ 61). Det er utarbeidet traktater som regulerer rettigheter og plikter mellom Norge og landene som har landingspunkt for gass fra norsk sokkel.

Innenfor distribusjon av hydrogen, herunder infrastruktur for fyllestasjoner, har også staten flere direkte eierskap med potensiell relevans. Dette gjelder innenfor luftfart gjennom statens eierskap i Avinor og innen jernbane gjennom statsforetaket Bane NOR.

Avinor er heleid av den norske stat og drifter 43 flyplasser i Norge. Som en del av dette har Avinor ansvar for infrastruktur knyttet til fyllestasjoner for drivstoff til fly. Selskapet samarbeider med blant annet flyselskapene om muligheter for innføring av bærekraftig drivstoff, hvor hydrogen kan være aktuelt, særlig for lange flygninger.

Innenfor jernbane utvikler, bygger, drifter og forvalter **Bane NOR** det nasjonale jernbanenettet. Gjennom sitt eierskap i Bane NOR har den norske stat, hvis ønskelig, mulighet til å styre og utbygge infrastruktur for hydrogen til bruk i jernbanenettverket.

På sluttbrukersiden av verdikjeden har også staten en rekke ulike statlige eierskap som potensielt kan benyttes aktivt for å øke etterspørselen etter hydrogen i de ulike sluttbrukermarkedene. Innenfor jernbane har staten 100 prosent eierskap i både **Vygruppen** og **Flytoget**. Staten har også flere eierskap hvor tungtransport og andre tyngre kjøretøy er viktige innsatsfaktorer. Dette omfatter blant annet **Nye veier, Posten og Forsvaret**. Staten har i tillegg delvis eierskap i industrien gjennom sitt eierskap i **Hydro** på 34,3 prosent.

7.2.8 Andre forhold som kan påvirke investering i hydrogen

Krav og initiativer i de finansielle markedene og kundepreferanser er andre forhold som kan påvirke investeringer i grønt og blått hydrogen. I den grad staten kan påvirke henholdsvis finanssektoren og kundene, vil dette også kunne anses som virkemidler som på en indirekte måte påvirker hydrogenverdikjedene.

Krav og initiativer i de finansielle markedene

Det viktigste virkemiddelet i europeiske finansmarkeder er **EUs taksonomi** og **handlingsplan for bærekraftig finans**, som også er gjeldende i Norge. Målet med EUs taksonomi for bærekraftige økonomiske aktiviteter (taksonomien) er å bidra til økt privat investering i løsninger og teknologier som legger til rette for det grønne skiftet i Europa. Taksonomien er et klassifiseringssystem for økonomisk aktivitet, som skal brukes for å avgjøre om en investering anses som bærekraftig. Produksjon av hydrogen innenfor taksonomien kan gjøres både ved elektrolyse av vann eller reformering av naturgass med fangst og lagring av CO₂. For å være miljømessig bærekraftig i henhold til taksonomien, må utslippene være under 3 tonn CO₂-ekvivalenter per tonn hydrogen¹⁵⁷ (European Commission, 2021c), noe som dekker teknologier for både blå og grønn hydrogenproduksjon i Norge.

I Norge trådte en ny lov om bærekraftig finans og taksonomiforordningen i kraft 1. januar 2023 (Finansdepartementet, 2022c). Taksonomien sier ikke i seg selv noe om hvor mye eller hva som skal investeres i bærekraftige selskap, men brukes for rapportering på eksisterende investeringer. Dette kan likevel bidra til å øke investeringene i grønt og blått hydrogen dersom selskaper har mål om bærekraftige investeringer eller investorer ønsker å fremstå som grønne.

Det også ulike klimarelaterte initiativer som selskaper kan velge å signere for dermed å forplikte seg til

¹⁵⁷ I et livsløpsperspektiv må utslipp reduseres med 73,4 prosent for hydrogen. Dette innebærer utslipp under 3 tonn CO₂-ekvivalenter per tonn hydrogen over livsløpet. For

hydrogenbasert drivstoff må utslippene reduseres med 70 prosent sammenlignet med fossile drivstoff.

ulike klimamål. Blant disse initiativene er blant annet **Science Based Targets initiative** (SBTi), som flere norske selskaper har forpliktet seg til. Gjennom SBTi må selskapene sette langsiktige, realistiske mål for å kutte utslipp i selskapet, og disse målene må godkjennes gjennom SBTi. I regjeringens eierskapsmelding fra 2022 ble det også satt krav om at alle statlige selskap skal sette klimamål i tråd med Parisavtalen, og SBTi skal være grunnlaget for rapportering på målene (Nærings- og fiskeridepartementet, 2022b). Bruk av hydrogen som energibærer eller investeringer i hydrogen, kan bidra til at selskapene oppnår sine mål gjennom SBTi.

Kundepreferanser

Kundenes preferanser vil påvirke etterspørselen i et marked, og kan på lang sikt også påvirke hva som produseres. Gjennom det siste tiåret har fokus på klimaendringer økt kraftig, og flere kunder har begynt å ta aktive valg relatert til opprinnelse, produksjonsmåte eller utslipp fra produktene de kjøper. Kundepreferanser rettet mot produkter med redusert klimafotavtrykk kan resultere i lavere globale utslipp, gjennom at kundene med sterke preferanser kjøper produkter med lavere fotavtrykk selv til en høyere pris (Chander & Muthukrishnan, 2015).

Flere aktører snakker i dag om såkalte «green premium», der konsumenter betaler et påslag for ren teknologi sammenlignet med teknologi med høye utslipp. Dersom kunder er villig til å betale slike grønne påslag kan for eksempel lavutslipp hydrogenproduksjon bli konkurransedyktig tidligere enn forventet, selv om prisen ligger noe høyere enn konkurrerende fossil teknologi.

Et eksempel på et produkt basert på grønt hydrogen der man allerede ser preferanser mot grønn produksjon er stålindustrien. Stålindustrien står i dag for mer enn 7 prosent av globale klimagassutslipp, og stål er trukket frem som en industri der hydrogen kan brukes som reduksjonsagent for å kutte utslipp. Det finnes foreløpig ingen anlegg for produksjon av grønt stål, men H2 Green Steel planlegger for produksjon av grønt stål i Sverige fra 2025, og SSAB planlegger produksjon av grønt stål i USA fra 2026. Aktørene selv hevder de allerede har kunder som venter og som er villig til å betale et påslag for stål med lavere utslipp (Faye, 2022).

7.3 Viktige virkemidler i utvalgte land utenfor EU

Utvikling av hydrogenverdikjeder har stort fokus også i USA og i andre land utenfor Europa.

7.3.1 USA

Gjennom «The Inflation Reduction Act of 2022» har det blitt vedtatt å investere i energiproduksjon som bidrar til å kutte utslipp med 40 prosent frem mot 2030. Loven gir skattefradrag i 10 år for bedrifter som produserer hydrogen og gjelder fra 1. januar 2023. Bedriftene får støtte basert på hvilken metode de bruker for å produsere hydrogen. For hydrogenproduksjon ved reformering av gass, med fangst av mer enn halvparten av karbonutslippene, vil bedriften få støtte på 0,60 dollar per kilo produsert hydrogen. Støtten øker med reduserte utslipp, og dersom produksjonen av hydrogen er tilnærmet utslippsfri, vil bedriftene kunne motta 3 dollar per kilo produsert hydrogen. Dette skaper et relativt kraftfullt insentiv til å produsere grønt eller blått hydrogen. I tillegg er det også gitt skattefradrag spesifikt til konsumenter og bedrifter som benytter seg av alternative drivstoff som hydrogen. Kravet for skattefradraget er at fyllestasjonen må være lokalisert i et landområde eller lavinntektsområde (The White House, 2023).

Energidepartementet i USA har allokert opp til 8 milliarder dollar til «Hydrogen Hub Program» også kalt «H2Hubs» som skal etablere seks til ti regionale hydrogenknutepunkt i forskjellige deler av landet. Hensikten er at de skal etablere et nettverk av produsenter og potensielle konsumenter av hydrogen, samt infrastruktur som fasiliteter til produksjon, lagring av hydrogen og kunnskapsdeling. Prosjektet er også et ledd i planen til energidepartementet om å øke involveringen av private investorer. Når knutepunktene er etablert vil man bruke erfaringer og datagrunnlag fra disse til å analysere hvilke virkemidler som burde benyttes for å etablere et større marked for hydrogen. Her vurderes ulike virkemidler som differansekontrakter eller å finne «anchor tenants» som kan skape stor etterspørsel etter hydrogen. I tillegg til knutepunktene er det satt av 1 milliard dollar til «Clean Hydrogen Electrolysis Program» som skal gjøre produksjon av grønt hydrogen mer kostnadseffektivt (U.S. Department of Energy, 2022).

7.3.2 Storbritannia

For å nå målet om å ha en hydrogenproduksjonskapasitet på 10GW innen 2030 har myndighetene i Storbritannia satt av 240 millioner pund til **Net Zero Hydrogen Fund**. Fondet skal brukes til å investere i hydrogenteknologiprojekter med håp om at også private investorer skal ønske å investere i hydrogenteknologi. Pengene fra fondet allokteres via konkurranser hvor bedrifter med ulike hydrogenløsninger deltar, og bedriftene med de beste prosjektplanene vinner. Bedriftene vil motta støtte både til driftskostnader og investeringer. 26 millioner pund er spesifikt satt av til innovasjon som kan vise til ende-til-ende omlegging til hydrogen gjennom «Industrial Hydrogen Accelerator Programme». Det er

også satt av 25 millioner pund til innovasjon innenfor hydrogen bioenergi med karbonfangst og lagring (BECCS). Utvikling av hydrogen som drivstoff i transportsektoren har blitt allokert 20 millioner pund.

Videre er det også avsatt finansiering til forskning og utvikling. Eksempelvis har myndighetene finansiert, via Engineering and Physical Sciences Research Council, 15 prosjekter som skulle forske på produksjon og integrasjon av nullutslipps hydrogen.

Storbritannia ønsker at halvparten av den nye produksjonskapasiteten skal være innenfor grønt hydrogen. Myndighetene bidrar derfor med 100 millioner pund til **The Hydrogen Business Model** hvor de bruker differansekontrakter som virkemiddel for å dekke differansen mellom produksjonskostnaden og salgsprisen for grønt hydrogen. Produksjonskostnadene er enhetskostnadene til produsentene og blir forhandlet individuelt for hvert enkelt prosjekt. Salgsprisen, også kalt referanseprisen, er tenkt til å representere markedsprisen produsenten får for hydrogen. Siden markedet for hydrogen ikke er utviklet nok til at det er en tydelig markedspris blir denne prisen satt basert på produsentenes oppnådde salgspris. Naturgass er satt som prisgulv og produsenten vil ikke motta støtte dersom de produserer til en lavere pris enn prisgulvet. Dette er for å unngå videre inngripen i markedet. Storbritannia har brukt differansekontrakter for å støtte fornybar strøm siden 2014, og innfører nå det samme for å støtte hydrogenutviklingen. Det er ventet at differansekontraktene blir ferdigstilt og signert i løpet av 2023 og de har blitt utformet til å samkjøre med eksisterende ordninger som Renewable Transport Fuel Obligation (RTFO) (Department for Business, Energy and Industrial Strategy, 2022; ZERO, 2022).

RTFO ble innført i 2008. Ordningen pålegger drivstoffprodusenter at en viss prosent av produksjonen deres skal være fra fornybare kilder. Dersom de ikke møter kravet, må de betale en bot. Produsenter som har solgt mer enn den pålagte prosenten mottar sertifikater som de kan selge til de som ikke har produsert nok. Dermed er det gunstig å produsere over den pålagte prosenten. Produsenter av hydrogen til bruk som drivstoff vil dermed være underlagt denne ordningen (Department for Transport, 2018).

7.4 Vurdering av dagens virkemidler

Gjennomgangen av det eksisterende virkemiddelapparatet i kapittel 7.2 viser at det er etablert en rekke virkemidler som enten direkte eller indirekte fremmer forskning, teknologiutvikling og investeringer i hydrogenteknologier. Gjennomgangen av teknologi-

og markedsstatus i kapittel 2 viser også at det eksisterer modne teknologier for bruk av hydrogen. Til tross for dette, mangler det innenfor flere sektorer modne markeder for bruk av disse teknologiene. På bakgrunn av dette gjennomgår vi i dette kapitlet mangler og barrierer ved dagens virkemiddelapparat sett opp mot mål om å utvikle sammenhengende verdikjeder for produksjon, distribusjon og bruk av hydrogen. Dette omfatter både en vurdering av om de negative og positive eksternalitetene knyttet til henholdsvis utslipp og teknologiutvikling er tilstrekkelig korrigert for med dagens virkemiddelapparat, samt en vurdering av andre behov og barrierer innenfor den enkelte sektor.

7.4.1 Er de negative eksternalitetene tilstrekkelig korrigert?

Systemet for handel av klimakvoter innenfor EØS-området - EU ETS, i tillegg til nasjonale avgifter på CO₂, stiller aktørene overfor priser på deres CO₂-utslipp. Imidlertid er det varierende hvilke sektorer som er underlagt kvotesystemet og den nasjonale avgiften. For eksempel er utenriks skipsfart per i dag verken underlagt kvotesystemet eller CO₂-avgift. Petroleumsnæringen og innenriks luftfart er på den annen side både underlagt kvotesystemet og CO₂-avgift. Andre sektorer, som transportsektoren og bygg- og anleggssektoren er ikke en del av kvotesystemet, men betaler CO₂-avgift på bruk av mineralske produkter.

Ulik karbonpris på tvers av sektorer reduserer effektiviteten i virkemiddelet, jf. kapittel 7.1. Dette går imot prinsippet om at de rimeligste utslippsreduksjonene gjennomføres først, og at det kun er produksjon med en verdi høyere enn den universale CO₂-prisen som opprettholdes. Uniform karbonpris for ikke-kvotepliktige utslipp har blitt anbefalt flere ganger, senest av Skatteutvalget som la frem sin utredning i desember 2022 (NOU, 2022:20).

Selv om kvotesystemet gjelder i EØS-området, begrenses effektiviteten i virkemiddelet av at tilsvarende karbonpris ikke gjelder utenfor dette området. Det samme gjelder for den nasjonale CO₂-avgiften. Fravær av global CO₂-pris innebærer at markedspotensialet for ulike miljøteknologier blir lavere, som igjen hindrer bevegelse langs kostnadskurven og realisering av stordriftsfordeler på samme nivå som ved en global karbonpris.

Det er også usikkert om karbonprisen er tilstrekkelig høy. Med noen unntak vil den forventede utviklingen i karbonprisen ikke være tilstrekkelig for å oppnå lønnsomhet for utslippsreduksjoner gjennom bruk av hydrogenteknologi før 2050 (se Figur 7-14-Figur 7-16). Dersom vi legger til grunn at karbonutslipp er riktig priset, det vil si at prisen tilsvarer den marginale kostnaden av utslipp av et tonn CO₂, vil dette

innebære at hydrogen ikke er en del av løsningen for grønn omstilling. Imidlertid er det stor usikkerhet knyttet til om karbonutslipp er priset «riktig», da det er svært utfordrende å måle den marginale kostnaden av CO₂-utslipp.

Det er flere studier som analyserer nivået på karbonprisen opp mot klimamålene enten globalt eller nasjonalt. IMF har analysert hvordan en global CO₂-pris differensiert på utviklingsnivå for ulike land, kan bidra til å holde global oppvarming under 2 grader. De finner at minsteprisen på CO₂-utslipp i 2030 må være 75 USD per tonn CO₂-ekvivalent i rike land, 50 USD per tonn i mellominntektsland (for eksempel Kina) og 25 USD per tonn i fattige land (for eksempel India) (IMF, 2022). Dette tilsvarer omtrent 750, 500 og 250 kroner per tonn CO₂¹⁵⁸. Nivået på 750 kroner per tonn ligger langt under en planlagt norsk avgift på 2 000 kroner i 2030, og Norges mål overstiger den globale prisen som er nødvendig for å oppnå temperaturmålet i Parisavtalen. Selv om den norske CO₂-prisen overgår behovet for en global karbonpris, finnes det ikke en slik global pris i dag, og det er vanskelig å sammenligne nasjonale karbonpriser med et globalt mål.

Norge har også meldt inn egne klimamål under Parisavtalen, og det er gjort flere studier av hvilken pris som er nødvendig for å oppfylle Norges internasjonale forpliktelser. SSB analyserte i 2020 de samlede kostnadene ved et 50 prosents utslippskutt i ikke-kvotepliktig sektor i 2030, som en del av Klimakur 2030. Analysen vurderer langsiktige makro-økonomiske konsekvenser ved hjelp av den generelle, disaggregerte likevektsmodellen SNOW av norsk økonomi. Analysen tar for seg ulike politikkscenarier, og kommer frem til at prisen på utslipp må øke til om lag 4 100–4 500 kroner¹⁵⁹ per tonn dersom norske ikke-kvotepliktige utslipp skal halveres i 2030 på en kostnadseffektiv måte (Fæhn, et al., 2020). En metastudie viser at dersom man legger 1,5 gradersmålet til grunn for å vurdere nivået på karbonprisen, tilsier denne at karbonprisen bør være nærmere 11 000 kroner uavhengig av utslippskilde i 2050 (Wangsnæs & Rosendahl, 2022). Dette er 8 770 kroner mer enn det som er forventet, gitt Finansdepartementets karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser (Finansdepartementet, 2022a).

Siden karbonprisen avhenger av politiske beslutninger, både nasjonalt og på EU-nivå, er det politisk usikkerhet knyttet til utviklingen i karbonprisen fremover. Som beskrevet i kapittel 7.2.1 skal maritim sektor inkluderes i EU ETS, samtidig som det er vedtatt å opprette et separat kvotesystem for bygg- og transportsektoren (EU ETS II). Hvordan dette vil

påvirke den europeiske karbonprisen i de ulike sektorene er usikkert. Det er også usikkert hvordan dette eventuelt vil påvirke nivået på CO₂-avgiften nasjonalt. Det er avgjørende at aktører har høy tillit til utviklingen i karbonprisen da denne er en vesentlig driver for valget om å investere i miljøteknologi i dag for å unngå økt karbonpris i fremtiden. Slik utgjør karbonprisen i stor grad markedsgrunnlaget for miljøteknologi.

Oppsummert er det en vesentlig svakhet ved dagens kvote- og avgiftssystem at karbonprisen ikke er global. Dette medfører mindre effektive utslippsreduksjoner og reduserer markedspotensialet for miljøteknologi. Karbonprisen omfatter også ulike sektorer i ulik grad, hvorav maritim sektor, som er forventet å være en viktig avtaker av hydrogen, ikke er omfattet i dag, men vil inkluderes på sikt. Videre er karbonprisen mest sannsynlig ikke tilstrekkelig høy til å utløse vesentlig investeringer i hydrogenteknologi innen 2050. På bakgrunn av dette finnes det også flere direkte reguleringer med hensikt å vri investeringer mot enten nullutslippsløsninger generelt eller hydrogenteknologi spesielt. Vi omtaler dette nærmere innen den enkelte sektor nedenfor.

7.4.2 Er de positive eksternalitetene tilstrekkelig korrigert?

Tilgang på relevante støtteordninger

Gjennomgangen av eksisterende virkemidler viser at det finnes etablerte støtteordninger som synes å treffe alle deler av verdikjedene for hydrogen, og ulike nivåer på teknologimodenhetsskalaen. Det er fortsatt behov for videre forskning og teknologiutvikling i ulike deler av verdikjedene. Gitt at de fleste aktuelle teknologiene befinner seg i området for enten demonstrasjon og pilotering (TRL 5-7) eller markedsintroduksjon og markedsendring (TRL 8-9), er behovet for støtteordninger imidlertid størst på disse nivåene.

For støtte til demonstrasjon og pilotering finnes det en rekke virkemiddelaktører, herunder Innovasjon Norge, Enova, Gassnova, Siva og Horisont Europa, som tilbyr et bredt utvalg av støtteordninger. På nivået for markedsintroduksjon og markedsendring er utvalget av virkemiddelaktører smalere. Nasjonalt er særlig Enova en sentral aktør, mens EUs innovasjonsfond er aktuell på europeisk nivå.

For teknologier med høy grad av teknologimodenhet (TRL 8-9), er behovet for støtte i stor grad knyttet til fullskala testing og oppskalering, samt utvikling av systemer og optimaliseringsverktøy som kan bidra til bevegelse langs læringskurven og kostnadsreduksjon. Krav til en viss innovasjonshøyde innebærer at

¹⁵⁸ Valutakursen USD til NOK varierer rundt 10 kroner i perioden januar – mars 2023 (Norges Bank, 2023a)

¹⁵⁹ Oppgitt i 2022-kroner. Omregnet med en prisstigning på 28 prosent fra 2013 til 2022 (Norges Bank, 2023b).

muligheten for Enova-støtte er størst ved implementering av ny innovativ teknologi, mens muligheten for støtte i noen tilfeller avtar med antall ganger den samme teknologien tas i bruk. Enova gjør imidlertid skjønnsmessige vurderinger av dette basert på næring, aktuelle aktører og barrierer som prosjektet bidrar til å redusere, opp mot formål om å bidra til å nå Norges klimaforpliktelser og omstilling til lavutslippssamfunnet.

Gitt krav til innovasjonshøyde er det en risiko for at støtten ikke i tilstrekkelig grad bidrar til bevegelse langs læringskurven slik at kostnadene reduseres og teknologien kan spres. Denne utfordringen er særlig trukket frem som relevant for teknologiutvikling innen karbonfangst- og lagring (CCS). På dette området er teknologien i stor grad moden, men mangel på støtte til skalering gjør det utfordrende å redusere kostnadene tilstrekkelig til at teknologien kan tas i bruk av flere. Lignende problemstillinger vil trolig også være relevant for produksjon av hydrogen og bruk av hydrogen innenfor ulike sektorområder.

Videre er det nasjonale virkemiddelapparatet for hydrogenteknologi i hovedsak innrettet i form av investeringsstøtte heller enn støtte til drift og produksjon. Unntaket fra dette er CO₂-kompensasjonsordningen som gjennom kompensasjon for CO₂-komponenten i praksis innebærer produksjonsstøtte for grønt hydrogen og annen kraftkrevende industriproduksjon. Som påpekt i kapittel 7.2.1 er det imidlertid usikkerhet rundt videreføring av denne ordningen, som reduserer betydningen av støtten opp mot en målsetning om utvikling av hydrogenverdikjeder. Støtten er også begrenset av kvoteprisene, som i dag er utilstrekkelig til å alene sikre lønnsomhet for hydrogenteknologi.

Innretningen av de nasjonale støtteordningene som investeringsstøtte innebærer noen begrensninger med tanke på å realisere fullskala investeringer innenfor hydrogenverdikjedene. Investeringsstøtte fra Enova er som hovedregel innrettet slik at den skal tilsvare en andel av merkostnaden ved å ta i bruk en mer miljøvennlig løsning. Investeringsstøtten beregnes derfor basert på differansen i investeringskostnad mellom den grønne investeringen og alternativet, gitt at det finnes en logisk alternativinvestering. Der det ikke eksisterer en logisk alternativinvestering (som f.eks. støtte til hydrogenknutepunkter innen maritim transport), utgjør grunnlaget for beregning av investeringsstøtte den totale investeringskostnaden. Ved behov avkortes investeringsstøtten inntil investeringens netto nåverdi er null. Dette beregnes ut fra en standard kontantstrømoppstilling med blant annet standardpriser for energi og normal-

avkastningskrav (WACC).¹⁶⁰ Beregningsmetoden for investeringsstøtte innebærer at det kun er mer-kostnaden knyttet til selve *investeringen* som inngår i investeringsstøtten, ikke eventuelle økte driftskostnader sammenlignet med alternativet.

Enova støtter også investering i hydrogenkjøretøy. Størrelsen på denne støtten vurderes individuelt i hvert prosjekt, men skal som hovedregel dekke mellom 40 og 50 prosent av merkostnadene forbundet med investeringen, sammenlignet med alternativet. Gitt at driftskostnaden forbundet med kjøretøyet er høyere enn ved drift av fossilt kjøretøy vil det ikke bli lønnsomt å gjennomføre investeringen i hydrogenkjøretøyet til tross for investeringsstøtte fra Enova.

Et annet spørsmål er om dagens innretning som investeringsstøtte gir den mest effektive anvendelsen av midlene i faser hvor ønsket er skalering og fullskala investeringer. Investeringsstøtte reduserer kapitalbehov og risiko knyttet til selve investeringen, men vil ikke redusere risiko knyttet til fremtidige kontantstrømmer. Ved investeringer i hydrogenproduksjon eller -anvendelse avhenger kontantstrømmene blant annet av karbonprisutviklingen som er usikker. Asymmetrisk informasjon i kapitalmarkedene kan resultere i økte avkastningskrav og kostnader ved investeringer i store teknologiprojekter. Støtteformer som kan redusere risikoen for fremtidige kontantstrømmer, gjør det mulig å øke lånefinansieringen og redusere avkastningskravene og kostnadene i prosjektet. I noen tilfeller kan det derfor være effektivt å innrette støtten som en produksjonsstøtte, fremfor en investeringsstøtte. Det kan gjelde i tilfeller hvor det er lav teknologirisiko (moden teknologi), usikkerhet om oppnådd produktpris og manglende markeder for å sikre denne prisen.

Til tross for at det nasjonale virkemiddelapparatet krever stor grad av innovasjonshøyde og er innrettet mot investeringsstøtte, kan potensielle mangler som følge av dette dekkes av virkemiddelapparatet på EU-nivå. EUs innovasjonsfond stiller også krav til et «nyhetselement» i prosjektet, men har noe lavere terskel for å vurdere et prosjekt som innovativt sammenlignet med Enova. Et prosjekt kan for eksempel vurderes som innovativt dersom det baseres på en ny forretningsmodell eller dersom prosjektet er av større skala sammenlignet med tidligere prosjekter som benytter den samme teknologien. EUs innovasjonsfond skiller seg også fra nasjonale ordninger gjennom at det ikke stilles krav til at støtten skal være utløsende for prosjektet. Isteden stilles det krav til at støtten skal ha en akselererende effekt. Dette innebærer at støtten skal lede til at teknologien *raskere* introduseres på markedet. I tillegg til investeringsstøtte dekker

¹⁶⁰ Bedriftene kan benytte eget avkastningskrav der dette er fastsatt for selskapet. Det kan også benyttes kostnadstall

som avviker fra «standardpriser» der dette kan dokumenteres fra tilsvarende prosjekter.

også Innovasjonsfondet opp mot 60 prosent av merkostnader til drift for større prosjekter.

Selv om behovene delvis dekkes gjennom EUs innovasjonsfond, er det et faktum at konkurransen om disse midlene er betydelig. I tillegg vektlegges potensial for reduksjon i karbonutslipp ved tildeling av EU-midlene. Norske industriaktører som baserer produksjonen på fornybar kraft, har gjerne et lavere potensial for utslippsreduksjoner sammenlignet med europeiske produsenter som baseres sitt kraftforbruk på ikke-fornybare kilder. Dermed kan norske aktører stille svakere i konkurransen om midler fra EU sammenlignet med andre europeiske aktører. Hvorvidt dette er en reell begrensning, vil imidlertid delvis avhenge av den totale tilgangen på midler.

Tilgang på tilstrekkelig støttenivå

I tillegg til at det er behov for støtteordninger som treffer de relevante nivåene på teknologimodenhetsskalaen, er det også behov for tilstrekkelig støttenivå til at samfunnsøkonomisk lønnsomme prosjekter igangsettes. Dette avhenger både av hvor stor tilgang det er på støttemidler totalt sett og hvor stor del av prosjektkostnadene knyttet til teknologiutvikling som det gis støtte til.

Omfanget av totale støttemidler synes ikke å være en begrensning for å utløse investeringer i hydrogen-teknologi. I 2022 ble det bevilget over 2 milliarder kroner til hydrogenprosjekter og siden 2020 er det bevilget over 4,5 milliarder kroner gjennom de statlige virkemiddelaktørene Forskningsrådet, Gassnova, Innovasjon Norge og Enova. Som en del av EUs innovasjonsfond ble det i november 2022 utlyst midler til storskala prosjekter med samlet budsjett på 3 milliarder euro. Dermed anses virkemiddelaktørenes totale budsjettmessige handlingsrom å være relativt stort.

Derimot vil vilkår knyttet til maksimal støtteintensitet kunne begrense realisering av prosjekter. Ettersom Enova gir støtte under det generelle gruppeunntaket for miljøteknologi utgjør støtten maksimalt 40-50 prosent av merkostnaden for klimateknologien sammenlignet med det konvensjonelle alternativet, eller 40-50 prosent av den totale investeringskostnaden der det ikke eksisterer et referansealternativ. Nøyaktig støtteandel avhenger blant annet av aktørens størrelse. Det er mulig å søke om å få etablere ordninger under andre gruppeunntak som gir mulighet for høyere støttesatser.

EUs innovasjonsfond har som beskrevet noe større støtteandel med opptil 60 prosent av merkostnadene. Innovasjonsfondet åpnet også opp for å utbetale opp til 40 prosent av tildelingen på bakgrunn av forhåndsdefinerte milepæler, før hele prosjektet er iverksatt. På denne måten kan støtten også bidra til

risikoavlastning i utredningsfasen før endelig beslutning om investering er tatt. For enkelte prosjekter er det i tillegg rom for 100 prosent støtteandel. Dette gjelder for hydrogenprosjekter som er kvalifisert gjennom det europeiske samarbeidsprogrammet IPCEI hydrogen. Det er per i dag ikke planlagt flere utlysninger innenfor dette programmet.

Til tross for noe handlingsrom for økt støtteintensitet, vurderer vi at de generelle begrensningene knyttet til støtteintensitet kan utgjøre en barriere for fullskala investeringer i hydrogenteknologi. Dette gjelder spesielt innenfor sektorer hvor investeringskostnadene er særlig store, for eksempel innenfor industrien.

Oppsummert vurderer vi at støtteordningene for forskning og teknologiutvikling er tilstrekkelige og treffende særlig i de tidligere fasene på teknologimodenhetsskalaen. Det er likevel noen begrensninger ved dagens støtteordninger i de senere fasene for skalering og kommersialisering, som følge av begrensninger i maksimal støtteintensitet og mangel på kompensasjon for økte drifts-/produksjonskostnader ved hydrogen sammenlignet med konvensjonell teknologi. Sistnevnte er trolig et uttrykk for at negative klimaeksternaliteter ikke er fullt ut korrigert og fortsatt høye teknologikostnader, heller enn manglende korreksjon for positive kunnskapseksternaliteter.

7.4.3 Nærmere om barrierer og mulige mangler i dagens virkemiddelapparat på sektornivå

Barrierer og mulige mangler ved dagens virkemiddelapparat kan variere innenfor ulike anvendelsesområder hydrogen. Dette kan skyldes ulik grad av teknologimodenhet, hvorvidt sektoren er dekket av systemet for karbonpris og egenskaper ved sektoren. Nedenfor gir vi en gjennomgang av barrierer og potensielle mangler i virkemiddelapparatet på sektornivå, opp mot potensial for bruk av hydrogenteknologi, beskrevet i kapittel 2.

Tungtransport

Slik det er beskrevet i kapittel 2.3 er det innen tungtransporten sterk konkurranse mot batterielektriske kjøretøy som nullutslippsløsning. Hydrogen vurderes derfor som mest relevant for langtransportruter, særlig i områder der ladeinfrastrukturen er begrenset. På bakgrunn av dette vurderer vi i utgangspunktet derfor potensialet for hydrogen innen tungtransport å være begrenset på kort sikt. Imidlertid vil utbygging av hydrogeninfrastruktur og satsing på hydrogenkjøretøy i Europa kunne øke konkurransekraften til hydrogen mot el på lengre sikt, slik at potensialet innenfor denne sektoren også kan øke.

Innenfor tungtransporten er teknologimodenheten, som beskrevet i kapittel 2.3, høy (TRL 8-9). Gitt forventet

utvikling av CO₂-avgiften kan det også bli lønnsomt med bruk av hydrogendrevne kjøretøy for reduksjon av CO₂-utslipp i tungtransporten innen 2035-2040 (se Figur 7-14). Dette er basert på utviklingen i den nasjonale CO₂-avgiften og kostnad for CO₂-reduksjoner innenfor hydrogenteknologi for tungtransport basert på Martin, Dimanchev og Neumann (2022). Det er imidlertid, som påpekt, stor usikkerhet rundt utviklingen i karbonprisen for denne sektoren med hensyn til etablering av et eget system for handel av klimakvoter for bygg- og transportsektoren (EU ETS II).

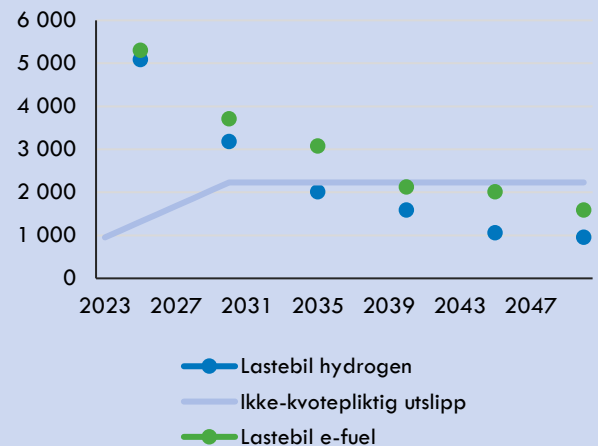
Det er både uklart hva karbonprisen vil bli i dette systemet, samt om denne vil komme i tillegg til, eller istedenfor den nasjonale CO₂-avgiften på drivstoff. Kvotepreisen i dagens system (EU ETS) er forventet å være lavere enn CO₂-avgiften for ikke-kvotepiktig sektor frem til 2054. Dersom kvotepreisen for EU ETS II også blir på dette nivået, og denne erstatter CO₂-avgiften, vil hydrogenløsninger innen tungtransport trolig ikke blir bedriftsøkonomisk lønnsomt før i 2040-2045. På lenger sikt er utviklingen mer usikker. Potensialet for bruk av hydrogen i tungtransport kan øke dersom dette blir en utbredt løsning i Europa og prisene faller relativt til elektriske kjøretøy.

I tillegg til CO₂-avgift og fremtidig inkludering i kvotesystemet, finnes det også flere reguleringer rettet mot bruk av nullutslippskjøretøy i transportsektoren. Det er krav om nullutslippsløsning i offentlige anskaffelser av personbiler og varebiler, og det vil komme tilsvarende krav til offentlig anskaffelse av bybuss fra 2024. Innen privattransport er det ulike lokale initiativer knyttet til bompengesatser som støtter nullutslippsløsninger. Der elbiler i dag betaler inntil 50 prosent takst kan hydrogenkjøretøy få fritak for bompenger i byområdet gitt lokalpolitisk ønske om dette. Dette gjelder for eksempel bomringene i Bergen og Oslo.

Til tross for høy grad av teknologimodenhet, karbonprising og reguleringer på området, kan en barriere for at hydrogen tas i bruk i tungtransporten være manglende tilgang på infrastruktur for fylling. Nettverkseksternaliteter og stordriftsfordeler tilknyttet utbygging av fyllestasjoner kan forsinke private investeringer i slik infrastruktur (se kapittel 7.1.4). Det kan tenkes at tilstrekkelig store transportaktører kan finne det lønnsomt å investere i egen fylleinfrastruktur, i områder hvor hydrogen vurderes som det beste drivstoffalternativet. Sannsynligvis vil det likevel være et visst behov for offentlig virkemiddelbruk og koordinering. Det kan være behov subsidier til utbygging og for regulering som sikrer tredjeparts-tilgang til nettverket for fyllestasjoner dersom dette først etableres.

Enova støtter i dag investeringer i infrastruktur for alternativ drivstoff blant annet som en del av programmet *Fullskala innovativ energi- og klimateknologi* der dette er nødvendig for å realisere transportprosjekter som oppfyller ordningens kriterier. Dette innebærer blant annet at transportprosjektet har tydelig innovasjonshøyde sammenlignet med

Figur 7-14: Kostnad for CO₂-kutt ved bruk av hydrogenteknologi og karbonpris for tungtransport (kr/tonn)



Illustrasjon av Oslo Economics basert på Finansdepartementets karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser i 2023 og *Carbon abatement cost for hydrogen fuels in hard-to-abate transport sectors and potential policy mixes* (Martin, et al., 2022)

standard/beste praksis i søkers bransje i Norge. I tillegg kreves det at tilbyderer eller utbyggeren gjør infrastrukturen offentlig tilgjengelig. Dermed kan behovet for offentlig kontroll som sikrer lik tilgang til nettverket for fyllestasjoner delvis være oppfylt gjennom dette kriteriet.

Enova støtter også investering i dedikert fylleinfrastruktur for hydrogen til veigående kjøretøy som en del av programmet for utslippsfrie anleggsmaskiner og hydrogenkjøretøy. Et vilkår for støtte fra denne ordningen er at infrastrukturen «etableres primært for en eller flere forhåndsidentifiserte virksomheter og deres behov. Infrastrukturen skal ikke være offentlig tilgjengelig, men kan tilrettelegges for bruk også av andre enn de forhåndsdefinerte virksomhetene på markedsmessige vilkår i tilfeller hvor dette er hensiktsmessig» (Enova).

Utbygging av infrastruktur for fyllestasjoner til tungtransport antas å kunne skje fra transportaktørenes side, eventuelt med offentlige subsidier. Dagens støtteordninger synes foreløpig å være tilstrekkelige, og balansert med støtten som gis til ladestasjoner for elkjøretøy. Norge vil imidlertid kunne

Faktaboks 7-3: Utbygging av ladeinfrastruktur for elbiler i Norge

På bakgrunn av Norges satsing på elbiler har det også vært behov for utbygging av ladeinfrastruktur. Utbygging av ladeinfrastruktur for elbiler har tilsvarende utfordringer knyttet til nettverkseffekter som utbygging av fyllestasjoner for hydrogen. I dag finnes det godt utbygd nettverk av ladepunkter med 17 850 offentlig tilgjengelige ladepunkter i 2020. Utbyggingen har vært hyppigst i Sør-Norge siden etterspørselen og potensialet for lønnsomhet har vært høyest der (SSB, 2021).

Privat-offentlig finansiering: Det har helt siden starten vært et ønske om en markedsbasert ordning for ladeinfrastruktur til el-biler, men for å sikre tilstrekkelig infrastruktur har regjeringen allokert penger til dette formålet gjennom støtteordninger. I startfasen av utbyggingen av ladeinfrastruktur kunne aktører søke støtte gjennom Transnovas Ladepunktprogram. De ga støtte til etablering av 1 800 ladere gjennom 50 millioner i øremerkede midler i perioden 2009 til 2010. Bevilgningene til ladeinfrastruktur har økt i takt med etterspørselen og i 2022 ble Enova bevilget 100 millioner kroner av statsbudsjettet spesifikt til utbygging av hurtigladere. Aktører som ønsker å etablere hurtigladere kan søke om støtte fra Enova og motta inntil 40 prosent av investeringskostnadene, opp til 200 000 kroner per hurtiglader (Samferdselsdepartementet, 2022). Fylkeskommuner og kommuner har også bidratt til utbyggingen av ladeinfrastruktur i ulik grad, hvor særlig de største byene som Oslo, Bergen og Trondheim har bidratt og planlagt til utbygging.

Direkte reguleringer og offentlige anskaffelser: Regjeringen innførte i 2021 krav om nullutslipp i offentlige anskaffelser av personbiler fra 2022, lette varebiler fra 2023 og bybusser fra 2025 (Regjeringen, 2021e). I Hurdalsplattformen har Regjeringen uttalt at de vil sørge for utbygging av et nødvendig antall ladestasjoner i hele landet, og skal som et minimum sørge for at kommuner som ikke har noen ladestasjoner i dag får en stasjon innen 2023 (Regjeringen, 2021c).

Tungtransport: Det er uttalt at det er større behov for offentlig støtte til ladepunkter for tungtransport enn det er for privattransport grunnet et mindre etablert marked. Det er planlagt at Statens Vegvesen, Nye Veier AS og Enova skal finansiere nødvendig infrastruktur for tungtransport. Enovas program **Bedriftslading for tunge kjøretøy** har mål om å øke tempoet i etableringen av ladepunkter til tungtransport. Støtten gis konkurransebasert hvor det mest kostnadseffektive alternativet mottar støtte. Maksimal støtte er 40 prosent av godkjente merkostnader med et tak på 5 millioner kroner (Samferdselsdepartementet, 2022).

bli forpliktet til å sikre utbygging av fyllestasjoner for hydrogen med maksimumsavstand på 150 km og bestemt minimumskapasitet innen 2030, i henhold til forslag om Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFI-direktivet) (europalov, 2022c). Samferdselsdepartementet har i vurderingen av endringsforslaget anbefalt at «disse kravene knyttet til hydrogen-infrastruktur gjøres mindre bindende og i større grad reflekterer usikkerheten i det fremtidige behovet.» Det synes ikke hensiktsmessig å gå lenger i nasjonal regulering for å fremme infrastruktur for fyllestasjoner for tungtransport enn det direktivet eventuelt vil stille krav til. Å stille krav om tilrettelegging for tredjeparts-adgang ved tildeling av støtte til fyllestasjoner vil imidlertid kunne bidra til at eventuelle krav lettere kan innfris.

Det er i dag mangler i regelverk/standarder for bruk av hydrogen i tungtransporten som reduserer forutsigbarhet og øker risiko for aktørene knyttet til valg av fremtidige løsninger. Som presentert i kapittel 7.2.3 er flere relevante standarder under utarbeidelse på dette området som kan bidra til å redusere denne barrieren. Det vil likevel være behov for ytterligere retningslinjer og regelverk som i større grad klargjør sikkerhetsmessige forhold knyttet til bruk, transport og lagring av hydrogen (Se Faktaboks 7-3).

Oppsummert finner vi i liten grad udekkede behov for virkemidler innen veitransportsektoren for å fremme investeringer i hydrogenteknologi. Dette har sammenheng med at volumpotensialet på kort sikt er noe begrenset og teknologimodenheten høy. Videre tilsier forventet utvikling i karbonpris og kostnad for

CO₂-reduksjoner ved bruk av hydrogenteknologi innen tungtransport at hydrogendrevne kjøretøy vil kunne bli lønnsomt i 2035. Dagens støtteordninger for investering i hydrogendrevne kjøretøy og utbygging av fyllestasjoner bidrar også til å dekke noe av gapet i lønnsomheten. Et udekket behov er imidlertid klare retningslinjer, regelverk og standarder for bruk av hydrogen og andre hydrogenbaserte energibærere.

Bygg og anlegg

I likhet med tungtransport er trolig volumpotensialet for bruk av hydrogen innen bygg og anlegg begrenset. Elektrisitet vil antagelig være det foretrukne alternativet i de fleste tilfeller, men hydrogen kan være aktuelt der nettilgangen er begrenset, samt for tunge mobile kjøretøy hvor batteriteknologien per i dag ikke møter behovet. Teknologimodenheten innenfor denne sektoren noe lavere enn for veitransport (TRL 5-7), hvilket innebærer at behovet for teknologiutvikling fortsatt er til stede.

Bygg- og anleggssektoren er ikke omfattet av kvotesystemet, men underlagt nasjonal CO₂-avgift på drivstoff. Sektoren vil også på sikt inngå i det nye systemet for handel av klimavoter (EU ETS II) sammen med transportsektoren. Blant annet på bakgrunn av dette er utviklingen i karbonprisen for denne sektoren usikker.

Sektoren er ikke direkte underlagt reguleringer for bruk av lav- og nullutslippsløsninger, men det ble nylig sendt på høring forslag til skjerpede miljøkrav i offentlige anskaffelser og mange kommuner stiller

allerede i dag miljøkrav i sine anbudprosesser. Et eksempel er Oslo kommune som har som mål at kommunens anskaffelser skal brukes som et virkemiddel for å nå mål om å blant annet utvikle mer miljøvennlige transportløsninger og redusere forbruk av energi og utslipp av miljøgasser. På bakgrunn av dette stiller kommunen krav til fossil- og utslippsfrie bygg- og anleggsplasser i kommunens anskaffelser. Inntil 2025 vil kommunen bruke tildelingskriterier for å premiere utslippsfrie løsninger (Oslo kommune). I praksis innebærer dette at Oslo kommune subsidierer tilbydere som kan tilby null- og lavutslippsløsninger slik at denne kostnaden bæres av kommunen.

I likhet med veigående transport er det også i bygg- og anleggssektoren behov for retningslinjer og standarder for bruk og sikkerhet knyttet til hydrogen. Utover dette synes sektoren, i likhet med transportsektoren for øvrig, å være relativt godt dekket gjennom eksisterende virkemiddelapparat sett opp mot forventet volumpotensial. En forutsetning er imidlertid trolig at lov om skjerpede miljøkrav ved offentlig anskaffelser vedtas.

Skipsfart

Innenfor skipsfart er potensialet for bruk av hydrogen og -derivater betydelig. Dette skyldes at alternative løsninger er mindre effektive, og for langdistanse skipsfart antas hydrogen å være den fremste grønne

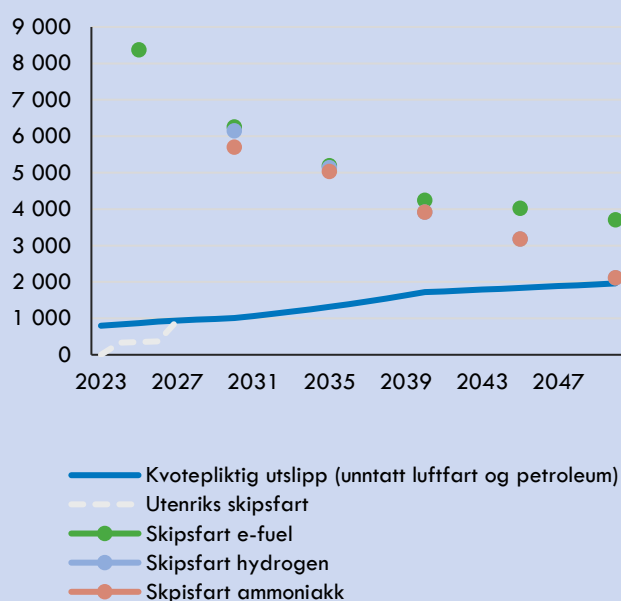
løsningen. Det er imidlertid usikkert hvilke former for hydrogen eller -derivater som vil være mest aktuelle, samt for hvilke typer fartøy de ulike teknologiene vil være mest hensiktsmessige. Dette vil blant annet avhenge av skipets rute, funksjon og bunkringsfrekvens. I tillegg er teknologien på dette området noe mindre moden (TRL 6-7) sammenlignet med for eksempel tungtransport på vei og det er fortsatt behov for støtte til pilotering og demonstrasjon av løsningene.

Til tross for at hydrogen har stort potensial innenfor skipsfarten, har denne sektoren begrensede incentiver til å gå over til nullutslippsløsninger. Sektoren er per i dag ikke en del av EU ETS og utenriks skipsfart er heller ikke pålagt CO₂-avgift på drivstoff. Maritim sektor vil imidlertid innføres i EU ETS fra 2024 frem mot 2027 og dermed vil incentivene for overgang til nullutslippsløsninger øke. Kvoteplikten vil gjelde for alle CO₂-utslipp mellom havner i EU, halvparten av CO₂-utslippene fra reiser mellom havn i EU havn og havn i tredjeland, og alle CO₂-utslipp fra skip som ligger til kai i en EU-havn. Det er likevel stor usikkerhet rundt hvordan karbonprisen vil utvikle seg. Da innlemmingen av sektoren i systemet skal skje gradvis, vil det også ta tid før effekten av dette blir synlig. Det er kun vedtatt å inkludere skip av størrelsen 5 000 bruttotonn eller større, og det vil derfor også være en vesentlig andel av skipsfarten som står utenfor systemet. I 2026 skal det vurderes om skip i størrelsen 400-5 000 bruttotonn også skal inkluderes, men dersom dette besluttet vil det trolig ta tid før denne kategorien skip er fullt innlemmet i systemet. Dermed vil skip under 5 000 bruttotonn i utenriks skipsfart trolig være unntatt karbonpris i flere år fremover.

Dersom vi legger til grunn forventet utvikling i kvoteprisen vil det trolig ikke bli bedriftsøkonomisk lønnsomt med verken direkte bruk av hydrogen eller e-fuel innen 2050, men det kan bli lønnsomt med ammoniakkdrevne skip (se Figur 7-15). Det finnes likevel virkemidler som kan bidra til å fremskynde denne utviklingen. For eksempel er det krav om lav- og nullutslippsløsninger i offentlige ferge- og hurtigbåtanbud og det er vedtatt krav om nullutslipp for turistskip og ferger i verdensarvfjordene som vil tre i kraft fra 2026. I tillegg vurderes det å innføre krav om lav- og nullutslippsløsninger for nye driftsfartøyer i forbindelse med petroleumsproduksjon og for servicefartøyer i havbruksnæringen. Slike direkte reguleringer vil sannsynligvis bidra til økt etterspørsel etter hydrogen, men hvor stor effekten av dette vil bli på lønnsomheten i investeringer i hydrogenteknologi innen maritim sektor er usikker. Dette vil trolig avhenge av utbygging av infrastruktur for hydrogen til skipsfart både nasjonalt og internasjonalt.

Som for tungtransport vil det også innen maritim sektor kunne være behov for statlig koordinering for å sikre

Figur 7-15: Kostnad for CO₂-kutt ved bruk av hydrogenteknologi og karbonpris for maritim sektor (kr/tonn)



Kilde: Illustrasjon av Oslo Economics basert på Finansdepartementets karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser i 2023 og *Carbon abatement cost for hydrogen fuels in hard-to-abate transport sectors and potential policy mixes* (Martin, et al., 2022)

utbygging av, og tilgang til infrastruktur for hydrogen, slik Enovas støtte til hydrogenknutepunkter til maritim transport er et eksempel på. Det er imidlertid et vesentlig usikkerhetsmoment knyttet til hvilke typer drivstoff (hydrogenderivat) som vil bli de foretrukne alternativene. Dermed kan det være risiko for feilinvesteringer dersom staten aktivt går inn for å bygge infrastruktur til én type drivstoff som i fremtiden viser seg å være mindre effektiv sammenlignet med alternativene. Siden skipsfarten i stor grad er internasjonal vil dette avhenge av globale forhold, og dermed vil standardisering mot en nasjonal løsning potensielt ha store negative konsekvenser. Dette gjelder særlig på nåværende tidspunkt hvor den aktuelle teknologien er på teststadiet og ikke tilstrekkelig modne for å tas i bruk.

På bakgrunn av dette vil det være viktig å følge den internasjonale utviklingen på dette området tett og være proaktiv slik at tilgangen på infrastruktur i Norge tilsvarer eller bygger på den internasjonale infrastrukturen. På dette området vil EU trolig ha en koordinerende nøkkelrolle knyttet til den europeiske utviklingen. Utover dette vil også øvrige globale samarbeid kunne være avgjørende for å sikre enhetlig utvikling av infrastruktur.

Maritim sektor er generelt vanskelig å regulere da den er global og dermed svært mobil. Det er derfor i stor grad nødvendig med globale reguleringer for å oppnå ønskede effekter. Det finnes likevel noen deler av maritim sektor som i mindre grad er global, slik at handlingsrommet for statlig virkemiddelbruk er større. Dette gjelder for eksempel for kysttransport, fiskeri- og havbruksnæringen, og offshore supplyskip. Ved å stille krav til bruk av lavutslippsløsninger på disse områdene vil man i større grad kunne fremme bruken av hydrogen, og dermed også utbyggingen av infrastruktur. Dette bør imidlertid ses sammen med behov for fortsatt teknologutvikling.

En sentral mangel i dagens virkemiddelapparat knyttet til å fremme hydrogen i maritim sektor er reguleringer og standarder knyttet til sikkerhet og bruk av hydrogen. Det eksisterer i dag ikke en egen klasse for hydrogendrevne skip som gir langvarige prosesser for at design godkjennes og dermed forsinker utviklingen. Det mangler også standardisering av transport av hydrogen på sjø, samt usikkerheter rundt regelverket for bunkring av hydrogen. Det finnes enkelte håndbøker og retningslinjer, men det er likevel behov for klarere retningslinjer. Dette er nærmere omtalt i Faktaboks 7-3.

Oppsummert er det innen maritim sektor særlig behov for fortsatt støtte til pilotering og demonstrasjon av ulike hydrogenteknologier. Med økt teknologi-modenhet vil det også på sikt trolig være behov for

offentlig virkemiddelbruk for å koordinere og eventuelt også delfinansiere utbygging av infrastruktur, som gjerne kan bygge videre på de fem knutepunktene som er under utvikling. På dette området vil det være sentralt å følge den internasjonale utviklingen for infrastrukturutbygging, for å unngå nasjonale innlåsingeffekter. Det er også vesentlig å sikre økt forutsigbarhet med hensyn til standarder og retningslinjer for bruk av hydrogen i maritime næringer. Avslutningsvis er det behov for å sikre tilstrekkelige insentiver for overgang til nullutslippsløsninger gjennom avgifter, kvoter og eventuelt reguleringer.

Industri

Innenfor industrien varierer potensialet for bruk av hydrogen på tvers av ulike industrier. På dette området er teknologimodenheten svært varierende da det er behov for skreddersøm av løsninger til det enkelte anlegg. Teknologimodenheten i ligger i området 3-9 (TRL) der for eksempel bruk av hydrogen for høytemperatur varme med innblanding av 10-20 prosent hydrogen er moden teknologi (TRL 9), mens høyere grad av innblanding har lavere teknologi-modenhet. Skreddersøm medfører også svært store og kostbare investeringer som ikke nødvendigvis er bedriftsøkonomisk lønnsomme.

På dette området finnes det imidlertid flere subsidieordninger som avlaster deler av investeringskostnaden. Som tidligere påpekt krever de nasjonale ordningene relativt stor grad av innovasjonshøyde i slike investeringsprosjekter, mens EUs innovasjonsfond gir noe større rom for investering i teknologi som allerede er kjent. Det kan likevel være behov for støtte til investeringer som i enda større grad bidrar til bevegelse langs læringskurven og dermed kostnadsreduksjoner. I hvor stor grad dette er mulig å få til i industrien er likevel usikkert fordi behovet for tilpasning til det enkelte anlegg er stort. Det vil trolig være læringseffekter forbundet med skalering av den aktuelle teknologien, mens implementering i det enkelte anlegg vil kreve store investeringskostnader også uavhengig av antall anlegg som implementerer den samme teknologien.

Videre kan overgang til hydrogenteknologi i industrien medføre forventninger om økte driftskostnader etter at investeringen er gjennomført. I et slik tilfelle vil ikke investeringsstøtte nødvendigvis gi tilstrekkelige insentiver til å gjennomføre investeringen. Dersom det er begrenset handlingsrom for å øke karbonprisen eller stille andre krav til bruk av nullutslippsløsninger, kan det være behov for å innføre en form for driftsstøtte til industrien for å utløse investeringer.

Siden omlegging til hydrogen i industrien krever svært store investeringskostnader, er dagens maksimale støtteandeler trolig en vesentlig begrensning for

investeringer. Selv om EUs innovasjonsfond åpner for høyere støtteintensitet enn norske virkemiddelaktører som Enova, er konkurransen om disse midlene større slik at adgangen for norske aktører til disse midlene relativt sett er mindre.

Innen industrien eksisterer det i større grad enn innen maritim sektor insentiver til overgang til nullutslipps-løsninger. Store deler av industrien er kvotepliktig og delene som ikke er omfattet av kvotesystemet er underlagt CO₂-avgiften. Det synes også å være en betydelig vilje til omstilling i industrien og ønske om å produsere grønne produkter som er konkurranse-dyktige på sikt.

Industrien er noe mindre mobil sammenlignet med for eksempel maritim sektor slik at sektoren i noe større grad er responsiv for nasjonale avgifter og regulering. Sektoren opererer imidlertid i globale markeder, slik at det likevel er krevende å øke avgiften i betydelig grad.

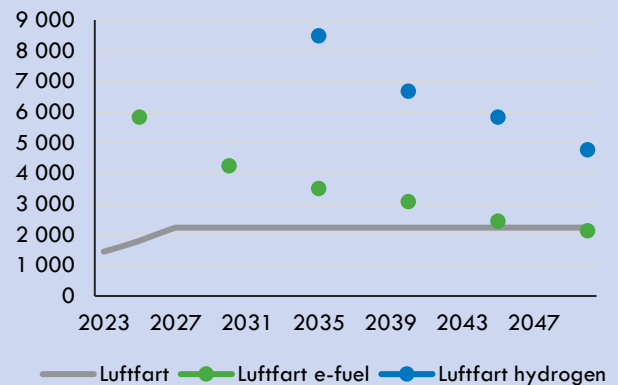
Industrien skiller seg fra de aktuelle transport-sektorene gjennom at behovet for infrastruktur ikke er like avgjørende. Dette gjør at koordineringssviktene er mindre og hovedsakelig knyttet til behov for produksjon av hydrogen i tilknytning til industri som skal benytte dette hydrogenet. Siden det i første omgang ikke er behov for en sammenhengende og utstrakt infrastruktur, fremstår også statens rolle i koordineringen som mindre avgjørende, sammenlignet med behovet for dette innen for eksempel maritim sektor.

Oppsummert vurderes behovene innen industrien i hovedsak å være knyttet til subsidier som i tilstrekkelig grad fremmer investering i hydrogenteknologi. Dette knytter seg både til behov for økt støtteandel ved investeringsstøtte, lavere krav til innovasjonshøyde, og støtte til drift der investering i hydrogenteknologi gir økte driftskostnader. Et alternativ til driftsstøtte er økt CO₂-pris som også vil fremme investering i hydrogenteknologi der dette gir økte driftskostnader.

Luftfart

Innenfor luftfart er det varierende teknologimodenhet for ulike hydrogenteknologier (TRL 3-7) og ulike alternativer som kan bli konkurransedyktige på ulike områder. Innen mellomdistanseflygninger er for eksempel rent hydrogen konvertert i brenselceller mest aktuelt mens det for langdistanse hovedsakelig er aktuelt med e-fuels konvertert i konvensjonelle «gassturbiner». For mindre fly som opererer på kortdistanseflygninger vil trolig batterielektrisk fremdrift være det mest aktuelle alternativet. Generelt er teknologimodenheten høyere for mindre fly til bruk i mellomdistanse flygninger, og lavere for større fly til bruk i mellom- og langdistanse flygninger.

Figur 7-16: Kostnad for CO₂-kutt ved bruk av hydrogenteknologi og karbonpris innen luftfart (kr/tonn)



Kilde: Illustrasjon av Oslo Economics basert på Finansdepartementets karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser i 2023 og Carbon abatement cost for hydrogen fuels in hard-to-abate transport sectors and potential policy mixes (Martin, et al., 2022)

Dermed er det på noen områder fortsatt et behov for betydelig støtte til teknologiutvikling.

Gitt forventet utvikling i karbonprisen og kostnad for reduksjon av CO₂ ved bruk av hydrogenteknologi innen luftfart, vil det trolig ikke bli lønnsomt å investere i hydrogendrevne fly innen 2049, men det kan bli lønnsomt å investere i e-fuel innen 2045 (se Figur 7-16). Airbus har imidlertid som mål å levere kommersielle hydrogenfly innen 2035. I tillegg vil også kommende EU-reguleringer kunne bidra til å fremskynde denne utviklingen.

Refuel EU Aviation vil stille krav til innblanding av bærekraftig drivstoff generelt (såkalt "Sustainable aviation fuels", SAF) og innblanding av syntetisk drivstoff spesielt. Direktivet innebærer direkte krav til både leverandører av drivstoff, flyselskaper og lufthavnene om å sikre at kravene kan oppnås. Kravene vil gradvis trappes opp fra 2030 til 2050 og dermed vil det ta tid før reguleringen har synlig effekt på lønnsomheten av hydrogenteknologi i luftfarten. Forslaget er markert EØS-relevant av Kommisjonen, men det er foreløpig til vurdering hvorvidt alle punktene i forslaget til forordning er EØS-relevante eller akseptable (europalov, 2022d).

I likhet med maritim sektor er også luftfarten en global sektor med høy grad av mobilitet. Dermed er det også innen denne sektoren sentralt å unngå teknologisk innlåsing ved å bygge ut nasjonal infrastruktur som ikke tilsvarer løsningene som velges globalt. Et globalt marked gjør det også mulig å omgå nasjonale reguleringer. Dermed er handlingsrommet for å innføre nasjonale krav til bruk

av enten nullutslippsteknologi eller hydrogenteknologi i luftfarten begrenset utover innenriks luftfart.

Luftfarten har lignende koordineringsutfordringer knyttet til utbygging av infrastruktur som øvrige transportsektorer som tungtransport på vei og skipsfart. En sentral forskjell ved luftfarten er imidlertid at staten i stor grad har eierskap i den nasjonale infrastrukturen. Dermed kan behovet for statlig koordinering på dette område løses relativt effektivt gjennom statens eierskap i Avinor. Staten kan for eksempel gi Avinor en formell rolle knyttet til utbygging av infrastruktur. Dersom Refuel EU Aviation harmoniseres med det norske regelverket, vil Avinor uansett kunne pålegges krav om tilrettelegging for både bærekraftig og syntetisk drivstoff. Lufthavnene vil som følge av dette regelverket være pliktig å gjøre nødvendige tiltak for å tilrettelegge for at flyselskapene får tilgang til bærekraftig drivstoff og stille med nødvendig infrastruktur for leveranse, lagring og tanking av slike drivstoff.

Med dette regelverket vil også drivstoffselgere plikte å tilgjengeliggjøre flydrivstoff med riktig minimumsandel av bærekraftig og syntetisk drivstoff, og flyselskapene vil pålegges å tanke minimum 90 prosent av årlig drivstoffbehov på hver avgangslufthavn for å hindre karbonlekkasje (Regjeringen, 2022a).

Myndighetene har også handlingsrom til å fremme investering i hydrogenteknologi innen luftfarten gjennom krav ved innkjøp av FOT (jf. budsjettforlik). Imidlertid vil trolig el være det mest aktuelle alternativet på disse kortdistanseflygningene.

På bakgrunn av dette synes behovet for virkemidler innen luftfarten å være begrenset. Lav teknologimodenhet innebærer at det fortsatt er behov for støtte til teknologiutvikling, men med utgangspunkt i Norges

næringsstruktur og konkurransefortrinn er det usikkert hvorvidt Norge skal ta en aktiv rolle i denne utviklingen. Videre, gjennom statens eierskap i Avinor, ligger forutsetningene godt til rette for koordinert utbygging av infrastruktur for hydrogen ved lufthavnene. Utfordringene for denne sektoren fremstår derfor mindre sammenlignet med øvrige sektorer.

Jernbane

På jernbane er teknologimodenheten høy (TRL 8-9), men det nasjonale volumpotensialet er begrenset til de delene av jernbanen som i dag er dieseldrevet (som Raumabanen og Nordlandsbanen). I likhet med luftfart har staten stor grad av styring og kontroll over jernbanen gjennom sitt eierskap i Bane NOR. Gjennom Jernbanedirektoratet kan staten stille krav til bruk av enten nullutslippsløsninger generelt eller hydrogen spesielt ved anskaffelse av togselskaper til drift av jernbanen, og Bane NOR kan legge til rette for den nødvendige infrastrukturen.

Vi vurderer derfor at behovene for virkemidler innen jernbane er begrenset og kan oppfylles med relativt enkle grep gjennom statens eierskap i Bane NOR.

7.5 Samlet vurdering av behov for økt virkemiddelbruk

Til tross for høy teknologimodenhet innenfor flere sektorer, finnes det ikke modne markeder for disse teknologiene. I dette kapittelet har vi pekt på noen mangler ved det eksisterende virkemiddelapparatet som kan bidra til å forklare dette.

En svakhet ved dagens virkemiddelapparat knyttet til korreksjon for negative eksternaliteter ved klimagassutslipp er mangel på en global CO₂-pris som er lik på

Faktaboks 7-4: Regulatoriske barrierer

På tvers av sektorene gjelder det generelt at det er behov for retningslinjer, regelverk og standarder for bruk av hydrogen og andre hydrogenbaserte energibærere. Mangel på slike retningslinjer, regelverk og standarder gjør at både potensielle brukere av hydrogenteknologi (redere, transportselskaper og entreprenører), og leverandører av denne teknologien, avventer beslutning om investering. Dermed utgjør dette en sentral barriere for utvikling av hydrogenmarkedene. Det største barrierene knytter seg til:

- Manglende standardisering og veiledere til bruk av internasjonale standarder
- Manglende erfaring med hydrogen til å danne grunnlag for veiledere/håndbøker

Innenfor **maritim sektor** eksisterer det ikke i dag en klasse for skip som benytter hydrogen eller hydrogenderivat, og dette hindrer både produksjon og anskaffelser av denne type skip. Videre skaper manglende regelverk for bruk av hydrogen langvarige prosesser for at design skal godkjennes. Manglende samhandling på tvers av classeselskap, industri og lovgivende aktører/direktorat oppleves her som en barriere. Det mangler også standardisering av transport av hydrogen på sjø. For bunkring av hydrogen er det uklare knyttet til håndtering av sikkerhetssone og samtidige operasjoner, herunder om det er tillatt å laste og losse samtidig som man bunkrer og om det kan bunkres i havner med høy aktivitet.

For **transport av hydrogen på vei og jernbane** gjelder forskrift om landtransport av farlig gods. Det er usikkerhet rundt potensielle endringer i regelverket relatert til hydrogen. Særlig er det usikkerhet knyttet til om det vil komme krav til risikovurdering av bruk av hydrogen i tunneller, tilsvarende som dagens regelverk for bruk av batteri i tunnel.

Lagring av hydrogen er regulert av DSB gjennom Forskrift om håndtering av farlig stoff og krever samtykkesøknad ved lagring over 5 tonn i henhold til storulykkeforskriften. Det er uenigheter rundt hvordan regelverket skal tolkes og hvordan risikovurderinger skal utføres og vurderes.

ters av alle sektorer og markeder. Mangel på en global CO₂-pris gir både mindre kostnadseffektive utslippsreduksjoner og reduserer markedspotensialet for miljøteknologi. Videre er nivået på CO₂-prisen trolig for lav til å utløse vesentlig investeringer i hydrogenteknologi innen 2050. Det er også usikkerhet rundt fremtidig utvikling i CO₂-prisen som forsinker investeringer i klimaløsninger. Samlet skaper disse manglene knyttet til systemene for CO₂-prising lave insentiver for investering i hydrogenteknologi.

Støtteordningene for teknologiutvikling og innovasjon er på mange områder treffende og bidrar til korleksjon for de positive eksternalitetene. Dette gjelder særlig på de tidligere fasene av teknologi-modenhetsskalaen. Det er også noen begrensninger ved dagens støtteordninger som kan bidra til å hindre utvikling av modne markeder for hydrogenteknologi. Dette knytter seg særlig til krav til innovasjonshøyde, begrensninger i støtteintensitet og mangel på drifts-/produksjonsstøtte. I tillegg til dette kan nettverks-effekter og stordriftsfordeler utgjøre en barriere for utvikling av infrastruktur og hindre at hydrogen tas i bruk.

Generelt skaper også mangel på reguleringer og standarder knyttet til sikkerhet og bruk av hydrogen en barriere for investering i hydrogenteknologi. Disse barrierene knytter seg særlig til mangel på regulering av sikkerhetsmessige forhold ved bruk, oppbevaring og transport av hydrogen.

Innenfor maritim transport, hvor potensiale for bruk av hydrogen vurderes å være betydelig, er det fortsatt behov for støtte til pilotering og demonstrasjon av ulike hydrogenteknologier. Med økt teknologi-modenhet vil det på sikt kunne være behov for statlig koordinert utbygging av infrastruktur.

Industrien vurderes også som en sektor med betydelig potensiale for bruk av hydrogen. Behovene i denne sektoren knytter seg hovedsakelig til subsidier som i

tilstrekkelig grad fremmer investering i hydrogen-teknologi. Dette omfatter behov for økt støtteandel ved investeringsstøtte, lavere krav til innovasjonshøyde, og støtte til drift der anvendelse av hydrogenteknologi gir økte driftskostnader.

Potensialet for bruk av hydrogen vil trolig også kunne bli betydelig innen flytransport på sikt. Her er imidlertid teknologimodenheten relativt lav, slik at behovet i størst grad knytter seg til støtte til teknologiutvikling. Det er likevel uklart hvorvidt Norge skal ta en aktiv rolle i teknologiutviklingen på dette området, da Norges konkurransefortrinn i større grad er knyttet til maritim sektor og kraftkrevende industri. Da det er en rekke generiske behov knyttet til utvikling av kjerneteknologier (så som brenselceller og komponenter for lagring og håndtering av flytende hydrogen) som også vil benyttes i luftfart, er det imidlertid uheldig å utelukke støtte til teknologi-utvikling for luftfartssapplikasjoner. Norske FoU-institusjoner innehar betydelig generisk kunnskap med stor overføringsverdi til fremtidens lav- og nullutslipps luftfart.

Innenfor de øvrige sektorene, tungtransport, bygg og anlegg, og jernbane, vurderer vi potensiale for bruk av hydrogen å være begrenset på kort sikt. For disse sektorene mener vi også at virkemiddelapparatet er relativt dekkende i dag. Innen tungtransporten vil for eksempel fremtidige EU-krav til maksimumsavstand for fyllestasjoner for hydrogen bidra til å redusere utfordringer knyttet til nettverkseffekter og stordriftsfordeler i utbygging av infrastruktur, dersom dette innføres. Også innen jernbane kan utfordringer knyttet til infrastruktur avhjelpes gjennom det statlige eierskap i Bane NOR. Innen bygg- og anleggssektoren vil forslag om styrkede miljøkrav i offentlige anskaffelser i noen grad bidra til å fremme hydrogenbaserte løsninger der dette er den mest effektive løsningen.

8. Vurdering av nye virkemidler for å fremskynde utviklingen av hydrogenverdikjeder

Det er bred politisk enighet om at staten i større grad bør legge til rette for produksjon og bruk av hydrogen i Norge. Regjeringen trekker i Hurdalsplattformen frem hydrogen som et viktig satsningsområde og gjentar dette senest i regjeringens veikart for grønt industriløft fra våren 2022. I tilleggsmeldingen til stortingsmeldingen *Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser* skriver regjeringen at de vil bidra til å bygge opp en sammenhengende verdikjede for hydrogen produsert med lave eller ingen utslipp der produksjon, distribusjon og bruk utvikles parallelt (Olje- og energidepartementet, 2022b).

Regjeringen stiller seg bak Solberg-regjeringens veikart for hydrogen, som bygger på hydrogenstrategien som Solberg-regjeringen la frem i 2020 (Olje- og energidepartementet, 2021a). I april 2022 ba Stortinget regjeringen om å vurdere nye virkemidler som kan være utløsende for å få igangsatt prosjekter med hydrogen eller ammoniakk som energibærere, deriblant differansekontrakter (Energi- og miljøkomiteen, 2022).

Gjennomgangen i kapittel 7.2 viser at det eksisterer en rekke virkemidler som har som formål å utløse tiltak som bidrar til reduserte klimagassutslipp, og på ulike måter er med å legge til rette for produksjon og bruk av hydrogen. Samtidig viser analysen at det er behov for ytterligere virkemiddelbruk for å nå mål om etablering eller fremskynding av etablering av sammenhengende verdikjeder for hydrogen i Norge. Årsaken er både knyttet til manglende karbonprising i sektorer med stort potensial for anvendelse av hydrogen og hydrogenderivater, og nettverkseffekter som kan forhindre nødvendige infrastrukturinvesteringer. Kutt i klimagassutslipp gjennom bruk av hydrogen er også foreløpig relativt dyre klimatiltak.

I dette kapittelet vurderer vi ulike virkemidler myndighetene kan ta i bruk for å legge til rette for etablering av sammenhengende verdikjeder for hydrogen med lave eller ingen utslipp. Samtidig synliggjør vi effekten av ulike virkemidler sett opp mot mål om at samfunnets ressursbruk bør være mest mulig effektiv og at tiltak som foreslås er gjennomførbare.

8.1 Kriterier for vurdering av nye virkemidler

Utgangspunktet for en bred politisk enighet om økt satsning på hydrogen er nasjonale mål om å redusere utslipp av klimagasser. Hydrogen produsert med lave

eller ingen utslipp er en energibærer som gir mulighet for å redusere utslipp fra flere viktige næringer og industrier i Norge. I tillegg kan etablering av hydrogenverdikjeder bidra til betydelig og verdiskapende næringsutvikling. Muligheten til å reformere naturgass til hydrogen med lavt CO₂-innhold kan også være viktig for å sikre verdien av norsk gass i årene fremover.

Det ligger godt til rette for produksjon av både blått og grønt hydrogen i Norge, jf. kapittel 4. Særlig grønn hydrogenproduksjon er avhengig av flere av de samme innsatsfaktorene som andre grønne næringer regjeringen har pekt på som sentrale satsningsområder, jf. regjeringens *Veikart for grønt industriløft*. Tilgangen på sentrale innsatsfaktorer som fornybar kraft, areal og kompetent arbeidskraft er begrenset. Enhver etablering vil legge beslag på viktige ressurser, som vil ha alternativ verdi ved anvendelse inn i annen næringsvirksomhet. Målene om satsing på hydrogenverdikjeder må derfor også ses i sammenheng med andre viktige satsningsområder og samfunns mål.

Hydrogen og hydrogenderivater vil være en del av klimaløsningen i flere sektorer, jf. kap. 2.3. Samtidig finnes det alternativer som kan være mer effektive i en del anvendelser, som direkte elektrifisering, biodrivstoff og CCS. Offentlige virkemidler bør derfor innrettes slik at de fremmer de mest effektive klimatiltakene – på rett tid og på rett plass, uavhengig av om dette innebærer bruk av hydrogen eller ikke. Hva som er effektive virkemidler vil blant annet avhenge av myndighetenes informasjonstilgang om effektiviteten av ulike tiltak, og de ulike løsningenes modenhet og potensial innenfor ulike anvendelsesområder.

Utredningsinstruksen skal sikre at statlige beslutninger er gjennomtenkte og velbegrunnede, og gir viktige føringer for hvilke vurderinger og analyser som bør gjennomføres før et statlig tiltak gjennomføres. Viktige mål er å fremme effektiv ressursbruk, unngå utilsiktede og uønskede virkninger og beslutte tiltak som er gjennomførbare (Finansdepartementet, 2016). Dette er også viktige hensyn som må hensyntas i vurderingen av nye virkemidler for å fremme etablering av helhetlige verdikjeder for hydrogen.

Kriteriene som er benyttet for å vurdere nye virkemidler er beskrevet nærmere i det følgende. For en del av virkemidlene vil virkningene være sammenfallende. Vi vil derfor fokusere vurderingen på forhold der de ulike virkemidlene skiller seg fra

hverandre, sett opp mot de definerte vurderingskriteriene.

8.1.1 Måloppnåelse - å utvikle verdikjeder for produksjon, distribusjon og bruk av hydrogen

Regjeringens ambisjoner for utviklingen av hydrogen slik de fremkommer av *Meld. St. 11 (2021-2022)* *Tilleggsmelding til Meld. St. 36 (2020-2021)* er utgangspunktet for vår utredning. I meldingen står det at regjeringen vil bidra til å bygge opp en sammenhengende verdikjede for hydrogen produsert med lave eller ingen utslipp der produksjon, distribusjon og bruk utvikles parallelt.

Regjeringen skriver videre at de har som ambisjon å legge til rette for produksjon av hydrogen med lave eller ingen utslipp for å dekke den nasjonale etterspørselen. Bakgrunnen for dette er mål om å redusere norske klimagassutslipp. I *Veikart for grønt industriøkt* presiserer regjeringen at denne ambisjonen gjelder nasjonal etterspørsel i 2030.

Regjeringen ønsker også å bidra til utviklingen av et marked for hydrogen i Europa. Dette skal blant annet gjøres gjennom deltagelse i samarbeidsfora og -program for hydrogen, regelverksutforming for hydrogen i Europa, forskningssamarbeid, bilateralt samarbeid med relevante land og gjennom å skape et nasjonalt marked for hydrogen. I tillegg vil regjeringen legge til rette for etablering av samfunnsøkonomisk lønnsom produksjon av blått hydrogen blant annet gjennom Gassco sin arkitektfunksjon, ved å tildele areal for CO₂-lagring til interessenter med lagringsbehov og behandle relevante søknader om utbygginger raskt og effektivt. Tildeling av arealer for CO₂-lagring og behandling av søknader for utbygging vil gjøres i henhold til lagringsforskriften.

Under kriteriet *måloppnåelse* tar vi utgangspunkt i regjeringens ambisjoner for utvikling av hydrogen slik de er gjengitt over og vurderer ulike virkemidlers treffsikkerhet og styrke først og fremst med formål om å utløse investeringer i produksjon av hydrogen for innenlands bruk innen 2030, som bidrar til å redusere norske klimagassutslipp. Fra gjennomgangen av teknologi- og markedsstatus fremgår det at i et 2030-perspektiv vil grønt hydrogen være mest effektivt for å møte denne ambisjonen.

Regjeringen har også som mål å legge til rette for etablering av samfunnsøkonomisk lønnsom produksjon av blått hydrogen. Basert på teknologi- og markeds-gjennomgangen legger vi til grunn at fullskala anlegg for blå hydrogenproduksjon først og fremst vil være aktuelt å etablere for eksportformål, og basert på rørtransport. Verdikjeden har slik sett andre egenskaper enn verdikjeden for grønt hydrogen. Her har også myndigheter og næring igangsatt større arbeider i regi av Gassco for utredning og vurdering

av investeringer i produksjon og rørledninger for eksport til Tyskland.

Vi vil dermed legge størst vekt på å identifisere og vurdere virkemidler som kan legge til rette for grønt hydrogen, primært for innenlandsk bruk. De fleste virkemidler vil imidlertid virke både på mål om grønt og blått hydrogen. Videre vil det ene bidra til å utløse det andre, og etter hvert kunne gå inn i én sammenhengende verdikjede. Ved etablering av et nasjonalt marked for hydrogen vil det for eksempel skje regelverksutvikling, utvikling av løsninger og infrastruktur for lagring, transport og distribusjon av hydrogen/-derivater, og en rekke andre aktiviteter som også vil kunne støtte opp under utvikling av blått hydrogen og et marked for hydrogen i Europa. Der det er viktige skiller både når det gjelder virkninger og anbefalinger, vil vi påpeke dette.

Vi har også fokusert på virkemidler som fremmer innenlandsk produksjon og anvendelse av hydrogen, inkludert nødvendig lagring og transport for å etablere sammenhengende verdikjeder. Etablering av slike verdikjeder vil kunne utløse etablering av leverandørindustri og tilgrensende virksomhet. Vi har innenfor rammene av denne analysen ikke gjort detaljerte vurderinger av hvordan ulike innretninger av virkemidlene også vil påvirke denne delen av verdikjeden. Under enkelte virkemidler peker vi imidlertid på muligheten til å legge inn kriterier og vilkår som kan fremme slik utvikling særskilt.

8.1.2 Samfunnsøkonomisk effektivitet

Utgangspunktet for utvikling av norsk næringsliv er at utviklingen skal skje på markedsbaserte vilkår og at samfunnets ressurser derigjennom allokeres til de næringene der ressursene gir størst avkastning. I *Veikart for grønt industriøkt* viser regjeringen til at det først og fremst er bedriftenes eget ansvar å utnytte markedsmulighetene og håndtere utfordringene som følger av det grønne skiftet (Nærings- og fiskeridepartementet, 2022a). Samtidig peker regjeringen på at løftet som må til for at man skal lykkes med klimaomstillingen er av et slikt omfang at også staten må engasjere seg gjennom en aktiv og ambisiøs industripolitikk som spiller på lag med bedriftene.

Samfunnets ressurser er knappe, og det er derfor sentralt at den offentlige virkemiddelbruken er innrettet på en effektiv måte. En forutsetning for dette er at virkemidler som tas i bruk mest mulig effektivt korrigerer for identifiserte markedssvikter og i minst mulig grad fører til vridninger som gjør at den samlede ressursbruken i samfunnet blir mindre effektiv.

Under dette kriteriet vil vi vurdere i hvilken grad ulike virkemidler legger til rette for effektive klimatiltak, samtidig som samfunnets ressurser allokeres til de

næringene der de kaster mest av seg. I tillegg vil vi vurdere om innføring av nye virkemidler fører til andre utilsiktede virkninger som kan redusere effekten av, eller oppslutningen om, tiltaket.

Effektive klimatiltak

Under dette punktet vurderer vi i hvilken grad ulike virkemidler legger til rette for at mål om reduksjon i nasjonale klimagassutslipp nås til lavest mulig kostnad for samfunnet.

I kapittel 7.1 redegjør vi for hva som er å anse som effektiv virkemiddelbruk når man ønsker å korrigere for negative eksternaliteter av klimagassutslipp. Dersom det er usikkerhet knyttet til hva som er kostnadseffektive tiltak for å redusere klimagassutslipp vil teknologinøytrale virkemidler være mer effektive enn sektor- eller teknologi-spesifikke virkemidler. Teknologinøytrale virkemidler åpner opp for at berørte aktører kan gjennomføre de tiltakene som de vurderer som mest effektive. Sektor- eller teknologispesifikke virkemidler låser ressursbruken til gitte tiltak og innebærer større grad av risiko for innlåsingeffekter som kan føre til at teknologier som ikke nødvendigvis er de mest kostnadseffektive vinner frem.

I noen tilfeller kan teknologi- eller sektorspesifikke virkemidler likevel være samfunnsøkonomisk lønnsomt. Det gjelder dersom myndighetene har god informasjon om at den aktuelle løsningen er den mest kostnadseffektive. Det samme kan gjelde dersom det er stor usikkerhet om hvilken teknologi som vil vinne frem i markedet, og nettverkseffekter knyttet til utvikling av nødvendig infrastruktur for denne klimaløsningen. I et slikt tilfelle kan det oppstå et ventespill mellom aktører som leder til for få eller for sene investeringer i klimateknologi. Da kan myndighetstiltak som bidrar til standardisering av løsning utløse investeringer. Nyten av standardisering må da veies mot risikoen for å satse på feil/ineffektiv teknologi.

På kort sikt vil det være naturlig å fokusere på de(n) teknologiske løsningen(e) som gir den laveste samfunnsøkonomiske kostnaden per enhet CO₂ redusert. Når det er ulike teknologier som til sammen vil gi den ønskede utvikling mot lav og nullutslipp, er det imidlertid ikke alltid, og spesielt ikke i et langsiktig perspektiv, slik at teknologinøytrale virkemidler er de mest virkningsfulle. Hvis man utelukkende støtter den løsningen som per i dag gir den mest kostnadseffektive utslippsreduksjon, mister man en svært verdifull mulighet til å utvikle teknologi(er) som man vet at man trenger i et noe lengre tidsperspektiv. Man drar heller ikke nytte av de mulige synergier som en parallell utvikling av konkurrerende teknologier har.

Effektivitet i produksjonen (produktivitet)

Et vanlig mål på effektivitet i produksjonen er arbeidsproduktivitet, som måler hvor mye vi får igjen for hver arbeidstime (forholdet mellom bruttoprodukt og timeverk). Økt produktivitet har vært en viktig årsak til velstandsøkningen Norge har hatt de siste tiårene, og gjør at vi får flere og bedre varer og tjenester ut av ressursene vi benytter.

Utviklingen i arbeidsproduktiviteten påvirkes av mange forhold slik som utdanning, kompetanseutvikling, virksomheters evne til å ta i bruk nye produksjonsmetoder og teknologi, samt hvor lett ressurser flytter fra sektorer med lav produktivitet til sektorer med høy produktivitet.

For å begrense klimaendringer vil en del av løsningen innebære å flytte ressurser fra næringer som fører til klimagassutslipp til næringer med lave eller ingen utslipp. Virkemidler som korrigerer for markedssvikt uten å legge føringer for teknologivalg eller hvilke nye næringer som skal fremmes, vil legge til rette for at ressurser allokeres til de grønne næringene der de kaster mest av seg. Virkemidler som fremmer investeringer i spesifikke teknologier eller sektorer, vil kunne fortrenge investeringer i andre (mer) produktive næringer, som har behov for de samme ressursene, og derigjennom føre til mindre effektiv ressursbruk samlet sett.

I noen tilfeller vil satsing på spesifikke næringer kunne gi effektivitetsgevinster. Det gjelder dersom oppbyggingen av næringen bidrar til produktivitetsvekst gjennom mer effektive arbeidsmarkeder og kompetansemiljøer, eller leverandørkjeder. Det gjelder også dersom næringen kan ta i bruk uvirksomme ressurser, for eksempel dersom den etableres i et distrikt med stor arbeidsledighet og liten mobilitet.

Under dette punktet vurderer vi hvorvidt virkemiddelet legger begrensninger for allokeringen av ressurser mot spesifikke sektorer eller teknologier, og på denne måten gir risiko for redusert produktivitet, eller mindre effektiv utnyttelse av samfunnets samlede ressurser.

Utilsiktede virkninger

Ved innføring av nye tiltak kan det oppstå utilsiktede og uønskede virkninger. Eksempler på dette er at forurensende virksomhet flytter til land med svakere regulering (karbonlekkasje), at ett virkemiddel reduserer effekten av et annet (konkurrerende virkemiddelbruk) og uønskede fordelingsvirkninger av tiltak (f. eks at enkelte grupper kommer svært dårlig ut). Dette kan redusere måloppnåelse, samfunnsøkonomiske effektivitet eller gjennomførbarhet av tiltaket.

De fleste offentlige inngrep vil berøre forskjellige grupper i samfunnet ulikt. Enkelte aktører og næringer vil kunne ha stor nytte av et tiltak, mens andre kan oppleve ulemper. Ved innføring av virkemidler som medfører betydelig kostnader for det offentlige, slik som for eksempel produksjonsstøtte til hydrogen, vil dette medføre en økt kostnad for norske skattebetalere, samtidig som det gir en redusert kostnad for produsenter og forbrukere av hydrogen. Ved innføring av direkte reguleringer, eksempelvis i form av pålegg om bruk av hydrogen, er det virksomheter/brukere som omfattes av kravet som må ta merkostnaden, ikke staten, mens virksomheter/brukere som ikke omfattes slipper denne kostnaden.

Fornybar kraft er en helt sentral innsatsfaktor ved produksjon av særlig grønt hydrogen. Virkemidler som legger til rette for hydrogenproduksjon vil føre til etterspørsel etter kraft og kan gi økte kraftpriser. Økte kraftpriser innebærer økte inntekter for kraftprodusenter, mens norsk industri, næringsliv og husholdninger vil få økte utgifter. Tilsvarende gjelder andre sentrale innsatsfaktorer for hydrogenproduksjon slik som etterspørsel etter enkelte yrkesgrupper og arealer.

8.1.3 Gjennomførbarhet

Med gjennomførbarhet sikter vi til i hvilken grad ulike virkemidler er praktisk gjennomførbare sett opp mot juridiske rammebetingelser og statens økonomiske handlingsrom. Kriteriet om gjennomførbarhet handler altså både om at virkemidlene som tas i bruk må være lovlige og politisk og økonomisk akseptable.

Påvirkning på handlingsrommet i statens budsjetter

Nasjonalbudsjettet for 2023 viser til at det beregnede handlingsrommet i statsbudsjettene frem mot 2030 anslås å være like stort som utgiftsveksten som følger av en aldrende befolkning. Etter 2030 vil utfordringene knyttet til økte utgifter som følge av demografiske endringer tilta. For å skape rom for satsinger som skal finansieres over statsbudsjettet vil det være behov for omprioritering eller effektiviseringstiltak, dersom statens budsjetter ikke skal økes.

Regjeringen legger vekt på å føre en ansvarlig budsjettpolitikk, der statsbudsjettene skal gi god innsikt i virkninger av nye tiltak og i den forventede utviklingen i inntekter og utgifter, slik at vedtak kan gjøres på et godt beslutningsgrunnlag. Det presiseres i Perspektivmeldingen 2021 at bindinger på fremtidige budsjetter skal begrenses, slik at det er tilstrekkelig rom for omprioriteringer til å finansiere ny politikk eller uventet reduksjon i handlingsrommet.

Under gjennomførbarhet vil vi gi en overordnet vurdering av ulike virkemidlers påvirkningen på offentlige budsjetter. I dette inngår både direkte

utgifter i form av subsidier eller andre utbetalinger og administrasjonskostnader knyttet til forvaltning og oppfølging av det aktuelle virkemidler. Typisk vil produksjonsstøtte og opprettelsen av statlige selskaper ha stor påvirkning på offentlige budsjetter, mens direkte reguleringer i form av krav eller pålegg vil ha relativt lave kostnader for staten da kostnaden i hovedsak tilfaller markedsaktørene, og til slutt kundene.

Kostnaden ved innføring av nye virkemidler vil også avhenge av virkemiddelets utforming. Virkemidler som er utformet slik at det er mulig å justere innretningen ettersom man får mer kunnskap og markedet utvikler seg, medfører lavere kostnader enn virkemiddel som vanskelig lar seg avvike eller endres når behovet endrer seg. Fleksibilitet i utforming av virkemiddel må imidlertid ikke gå på bekostning av hensynet til forutsigbarhet for markedsaktørene. Det vil oppleves å gi økt politisk risiko og derigjennom bidra til økte avkastningskrav og kostnader.

Juridiske rammebetingelser

Norge er gjennom EØS-avtalen underlagt EUs statsstøtteregelverk, jf. EØS-avtalens artikkel 61. EØS-avtalen oppstiller et forbud mot å gi offentlig støtte til foretak som vrir, eller truer med å vri, konkurransen og derigjennom påvirker samhandelen i EØS-området. Utgangspunktet er altså at statsstøtte er forbudt og kan ikke lovlig iverksettes med mindre støtten på forhånd er notifisert og godkjent av ESA.

De norske virkemiddelaktørene opererer i hovedsak innenfor det alminnelige gruppeunntaket for statsstøtte (GBER) som angir visse tiltak som er forhåndsgodkjent av ESA. Dette omfatter støtte av flere typer investeringer og teknologier som kan bidra til at målsettingen om et bærekraftig samfunn nås.

I henhold til gruppeunntaket, er støtteandelen som virkemiddelaktørene kan tildele begrenset. Denne størrelsen avhenger av størrelsen på søkerens virksomhet og prosjektets karakter. Der det er behov for økt støtteintensitet utover det gruppeunntaket tillater, vil dette kunne utgjøre en juridisk barriere.

Statsstøtte som ikke faller inn under gruppeunntakene må notifiseres og godkjennes av ESA. Det er i utgangspunktet relativt stort handlingsrom for godkjenning når det gjelder statsstøtte som kan bidra til målene for klima og miljø. En forutsetning for godkjenning er imidlertid at det er sannsynlig at statsstøtten vil føre til større utslippsreduksjoner enn ved fravær av denne statsstøtten, samt at virkemiddelet ikke virker motstridende eller utligner andre virkemidler med samme formål. I januar 2022 introduserte ESA nye retningslinjer for godkjenning av statsstøtte som skal gjøre det enklere å støtte grønne investeringer («Guidelines on State aid for climate,

environmental protection and energy» (CEEAG)). Dette omfatter større bredde i kategorier og teknologier som det kan gis statsstøtte til. For eksempel åpner de reviderte reglene opp for å dekke opptil 100 prosent av finansieringsgapet der støttetildelingen er basert på konkurranseutsetting, samt nye virkemidler som differansekontrakter (European Comission, 2022).

I tillegg til økt handlingsrom for godkjenning av statsstøtte gjennom CEEAG har Europakommisjonen også introdusert «Temporary Crisis and Transition Framework to further support transition towards net-zero economy» (TCTF) i mars 2023. Dette er en midlertidig krisepakke som senker terskelen for forhåndsgodkjenning fra ESA ytterligere. Gjennom TCTF kan man blant annet gi investeringsstøtte og driftsstøtte til produksjon av fornybar energi, hydrogen og energilagring, hvor kravene for konkurranse om statsstøttemidlene og krav til teknologinøytralitet er mykere sammenlignet med i CEEAG (European Comission, 2023).

På bakgrunn av dette er handlingsrommet for statlig inngripen på nasjonalt nivå på klima- og miljøområdet stort. Ved vurdering av gjennomførbarhet vil vi i de tilfellene der vi ser at det kan være vesentlige juridiske barrierer knyttet til innføring av nye virkemidler, kommentere dette.

8.2 Mulige virkemidler

I omtalen av virkemidler skiller vi mellom økonomiske virkemidler, direkte reguleringer og statlig eierskap. Det kan også tenkes mindre inngripende virkemidler, i form av for eksempel veiledning, opplysning og holdningskampanjer. Slike informasjonsvirkemidler kan være et nyttig supplement til virkemidlene som diskuteres i utredningen. Disse vil imidlertid ikke være egnede eller tilstrekkelige som selvstendige tiltak gitt regjeringens mål, og er dermed ikke omtalt nærmere i utredningen.

Økonomiske virkemidler som er vurdert som relevante i denne sammenheng innebærer økning i CO₂-avgiften og ulike støtteordninger.

Direkte reguleringer innebærer at det stilles krav gjennom lover eller forskrifter som griper direkte inn i aktørenes handlingsvalg. Slike krav kan stilles gjennom standarder, pålegg om bruk, i konsesjoner og tillatelser eller i offentlige anskaffelser.

Det sterkeste virkemiddelet er statlig eierskap, der staten går inn med egne midler og sørger for ønsket utvikling.

Vi gjør en overordnet vurdering av de ulike typene virkemidler i denne utredningen, med fokus på de virkemidler som vi vurderer som mest aktuelle. I det

Figur 8-1: Vurdering av mulige styrkede eller nye virkemidler

VIRKEMIDDEL	Måloppnåelse	Samfunnøkonomisk effektivitet			Gjennomførbarhet	
	Hydrogen-verdikjede	Effektive klimaatiltak	Effektivitet i produksjon	Utlisiktede virkninger	Påvirkning off. budsjetter	Juridiske rammebetingelser
Avgift						
Innstramming i EU ETS (CO ₂ -kvoter)						
Økt nasjonal CO ₂ -avgift						
Regulering						
Pålegg om bruk av nullutslippsløsninger						
Pålegg om bruk av hydrogenbaserte løsninger						
Konsesjonskrav/krav i nye tillatelser						
Krav om nullutslippsløsninger						
Krav om hydrogenbaserte løsninger						
Avtaler						
CO ₂ -tiltaksfond						
Avtale mellom stat og næring om utvikling av hydrogen						
Krav i offentlige anskaffelser						
Krav om nullutslippsløsninger						
Krav om hydrogenbaserte løsninger						
Subsidier						
Differansekontrakter for reduksjon av karbonutslipp						
Støtte til havvind/ny fornybar						
Økt investeringsstøtte til hydrogenteknologi						
Differansekontrakter produksjon av hydrogen						
Differansekontrakter anvendelse/bruk av hydrogen						
Statlig eierskap						
Økt kapital til statlige egenkapitalvirkemiddel (f.eks. Nysnø)						
Bruk av eksisterende statlige infrastrukturselskap						
Etablere statlig produksjonsselskap for hydrogen						
Etablere statlig formidler av hydrogen						

følgende vil vi vurdere de alternative virkemidlene opp mot vurderingskriteriene som er redegjort for i kapittel 8.1. Figur 8-1 oppsummerer vurderingene.

8.3 Økte og mer omfattende karbonpriser

Den samlede kostnaden for CO₂-utslipp (gjennom kvoter og avgift) varierer mellom sektorer. Enkelte sektorer, eksempelvis maritim sektor, er i dag verken underlagt EUs CO₂-kvoteregime eller ilagt CO₂-avgift, og har således ingen kostnad ved utslipp av CO₂. Også i sektorene med høye kostnader for CO₂-utslipp, slik som i luftfart, er kostnaden for utslipp lavere enn kostnaden ved å ta i bruk hydrogen eller hydrogenderivater, både sett opp mot dagens kostnadsnivå og forventet kostnadsutvikling.

Innstramming av EUs-kvotemarked, utvidelse av nasjonale CO₂-avgifter til å omfatte sektorer som ikke er omfattet og økning i avgiftsnivået er tiltak som vil bidra til å øke kostnaden ved bruk av fossil energi og dermed betalingsvilligheten for lav- og nullutslipps-teknologier, herunder hydrogen produsert med lave eller ingen utslipp.

Måloppnåelse

Prising av CO₂-utslipp gjennom CO₂-kvoter og -avgifter er det foretrukne virkemiddelet i klimapolitikken. Virkemiddelet legger til rette for at de mest kostnadseffektive løsningene for å oppnå reduserte CO₂-utslipp tas i bruk. Virkemiddelet skiller ikke mellom teknologier, og aktører kan også velge å betale kostnaden ved utslipp istedenfor å redusere sine utslipp. Virkemiddelet vil dermed kun føre til investeringer i hydrogenproduksjon dersom kostnaden ved bruk av hydrogen er lavere enn kostnaden ved utslipp. Virkemiddelet vil også kun føre til hydrogenproduksjon i Norge dersom det er rimeligere enn å importere hydrogen eller hydrogenderivater.

I dag er der få, om noen, bruksområder hvor hydrogen er mer lønnsomt enn andre klimatiltak og mer lønnsomt enn å betale for utslipp. For dette må kostnaden ved utslipp økes betydelig eller kostnaden for hydrogen reduseres betydelig. Handlingsrommet for å øke nasjonale CO₂-avgifter uten at det får konsekvenser for norske virksomheters konkurranseevne er begrenset. Virkemiddelet er derfor i liten grad forventet å bidra til at regjeringens satsning på hydrogen realiseres.

Samfunnsøkonomisk effektivitet

En optimal avgift legger til rette for at de mest effektive klimatiltakene gjennomføres og at det kuttes klimautslipp frem til kostnaden ved dette er lik kostnaden ved klimautslippene.

I sektorer som i dag ikke er underlagt kvoter eller avgifter, er det klart at de negative eksternalitetene av virksomheten ikke er korrigert. Dersom det var på plass en global CO₂-pris er ville det vært effektivt å stille alle sektorer overfor den samme avgiften. I motsetning til andre skatter og avgifter ville dette redusert, ikke økt, effektivitetstapet i økonomien.

Ettersom det ikke er på plass en global CO₂-pris vil virkningen av å øke avgiften nasjonalt være mer kompleks. Dette vil kunne redusere aktivitet nasjonalt uten at det reduserer globale klimautslipp, dersom avgiften fører til karbonlekkasje. Muligheten for å pålegge økte CO₂-avgifter uten at det leder til karbonlekkasje er størst i skjermet virksomhet, eller stedbunden virksomhet.

Sektorene som i dag står overfor lav eller ingen CO₂-pris, og hvor det er et betydelig potensial for anvendelse av hydrogen, er generelt konkurranseutsatt (industri og maritim transport) og til dels svært mobil (internasjonal maritim transport). Det er sannsynligvis begrenset hvor høye avgifter som kan legges på denne type virksomhet nasjonalt, med mindre andre land også innfører tilsvarende avgifter. Innenfor maritim sektor vil det være forskjell på ulike segmenter. Vi forventer at det vil være større mulighet til å pålegge avgifter på segmenter som kun opererer innenlands, som for eksempel fiskeri- og havbruksnæringen, innenriks passasjertransport og offshore supply skip. Dette er segmenter som allerede i dag er omfattet av CO₂-avgift på drivstoff.

Gjennomføring

De fleste sektorer i Norge er allerede omfattet av EUs kvotesystem og/eller nasjonale CO₂-avgifter. Frem mot 2027 vil også maritim transport mellom havner i EU, og mellom havner i EU og tredjeland, gradvis innlemmes i EUs kvotesystem. Samtidig har norske myndigheter varslet at kostnaden ved utslipp av CO₂ vil økes frem mot 2030, til et samlet nivå på 2 000 kroner per tonn. Bruk av CO₂-avgifter er et etablert virkemiddel og den nasjonale CO₂-avgiften er blitt justert i flere omganger. Det ligger godt til rette for at det kan gjøres ytterligere endringer i ordningen.

En økning i CO₂-avgifter forventes å kunne ha positive virkninger på statens handlingsrom da en slik avgiftsøkning vil innebære en ekstra inntekt for staten. Det forutsetter at en slik utvidelse innebærer at bedrifter ikke legger ned eller flagger ut.

Samlet vurdering

Norge bør støtte opp om utvikling i internasjonale og europeiske rammebetingelser som gir høyere og mer enhetlig CO₂-pris på tvers av sektorer. Dette er å foretrekke fremfor nasjonale avgifter som kan gi insentiv til utflagging (karbonlekkasje). En innstramming i det europeiske kvotesystemet og

innlemming av flere sektorer i EU ETS vil redusere effektivitetstap knyttet til negative eksternaliteter og vil økte insentiver til investeringer i lav- og nullutslippsløsninger, inkludert hydrogenbaserte løsninger. Dette vil også fremme europeiske markeder for hydrogen og gi bedre grunnlag for utvikling av verdikjeder for blå hydrogen til eksportformål.

Norge har i dag en høyere pris på CO₂ enn en rekke andre land. Det bør likevel vurderes om det er muligheter for å øke de nasjonale CO₂-avgiftene generelt, eller i spesifikke sektorer uten at det vil gi store negative konsekvenser for norske virksomheters konkurranseevne. Dette vil i så fall være et effektivt klimatiltak, redusere effektivitetstap og også kunne bidra til å legge til rette for en satsning på hydrogen. Risikoen for karbonlekkasje avhenger av de samlede rammebetingelsene til næringen etter avgiftsøkningen relativt til andre aktuelle lokasjoner, og næringens mobilitet/ stedbundenhet. Internasjonal sjøfart er sannsynligvis den mest mobile næringen hvor hydrogen og hydrogenderivater anses å ha et stort potensial for å bidra til utslippsreduksjoner, samtidig som det er svært vanskelig å innføre virkningsfulle nasjonale avgifter. Så lenge sektoren ikke underlegges en internasjonal karbonpris, vil det være behov for å bruke andre virkemidler for å fremme utvikling av klimatiltak og hydrogenbaserte løsninger i dette segmentet. I mer skjermede deler av maritim sektor bør imidlertid handlingsrommet for å pålegge økte avgifter vurderes.

8.4 Videreføring og justering av dagens subsidieordninger

Gjennomgangen i kapittel 7.2 viser at det er på plass et bredt virkemiddelapparat med formål å støtte opp om utvikling av klima- og miljøteknologi, herunder regjeringens hydrogensatsing. Dette inkluderer en rekke nasjonale subsidieordninger relevant for ulike deler av hydrogenverdikjedene, forvaltet av Forskningsrådet, Innovasjon Norge, Siva, Enova og Gassnova. I tillegg er også EU-programmene Horisont Europa og Innovasjonsfondet relevant for norske aktører som utvikler og investerer i hydrogenteknologi.

Oversikten i Figur 7-11 viser at bevilgninger til hydrogenprosjekter i alle faser i hovedsak har økt de seneste årene. Bevilgninger til prosjekter i markedsintroduksjonsfasen og transportinfrastruktur har særlig økt de to siste årene, mens midlene til eksperimentell design er redusert det siste året.

Det gjenstår å se om prosjektene som har fått innvilget støtte realiseres. Aktørene vi har intervjuet peker på

at det er usikkerhet knyttet til om prosjekter særlig i markedsintroduksjonsfasen, som har fått støtte fra Enova, vil realiseres. Manglende lønnsomhet som følge av høye driftskostnader fremholdes som den største utfordringen.

I det videre vurderer vi behovet for videreføring og justering av dagens subsidieordninger. I kapittel 8.5 vurderer vi behovet for innføring av drifts- eller produksjonsstøtte.

Videreføring av dagens støtteordninger

Det er stor variasjon i teknologimodenhet i ulike deler av verdikjedene og ulike anvendelsesområder for hydrogen. Selv om det på en del områder er modne teknologier skal disse integreres og tas i bruk på nye anvendelsesområder og settes sammen til nye verdikjeder. Videre er det behov for forskning på neste generasjons hydrogenteknologier. Det er derfor fortsatt behov for støtte til videre forskning og teknologiutvikling på flere områder.

I de tidlige fasene av teknologiutviklingsforløpet synes virkemiddelapparatet i all hovedsak å være treffsikkert. Gjennom intervjuer til utredningen er det i liten grad pekt på barrierer knyttet til manglende midler for støtte til hydrogenprosjekter i disse fasene, eller at hydrogenprosjekter av ulike grunner ikke kvalifiserer til støtte. Det understrekes imidlertid at dagens ordninger må videreføres, da det er behov for fortsatt forskning og videreutvikling av hydrogenløsninger i ulike deler av verdikjeden og langs hele TLR-skalaen, derunder utvikling av nye, mer effektive systemløsninger, som i Grønn Plattform-ordningen.

For å fremme utvikling må også omfanget av midler opprettholdes. I regjeringens forslag til statsbudsjett for 2023 reduseres OED sitt budsjett for ny klimavennlig teknologi med mer enn 114 millioner kroner, noe som særlig vil gå ut over forskningsprogrammet ENERGIX. Kuttet vil ikke nødvendigvis ramme forskning og utvikling innenfor hydrogen, men kan senke innovasjonstakten innen fornybar energi.

I de senere fasene av teknologiutviklingsforløpet er det også flere relevante ordninger for støtte både til testing, pilotering og kommersialisering av teknologi. Enova er hovedvirkemiddelet i denne fasen og støtten gis i all hovedsak som investeringsstøtte. Prosjekter innenfor alle sentrale deler av hydrogenverdikjedene kan få støtte, inkludert anvendelse, transport, distribusjon og produksjon¹⁶¹ Det er fortsatt et stort behov for støtte til både testing, pilotering, sammensetning og kommersialisering av løsninger og

¹⁶¹ Både prosjekter for anvendelse og bruk av hydrogen/-derivater kan få direkte støtte til merkostnader fra Enova. Investeringer i infrastruktur støttes ikke direkte, men indirekte

gjennom støtte til nødvendig infrastruktur for konkrete prosjekter for produksjon eller anvendelse. Knutepunktstrategien er et eksempel på dette.

helhetlige verdikjeder. Ordningene bør derfor videreføres, samtidig som det kan vurderes enkelte justeringer, vurdert i neste avsnitt.

Mulige justeringer i dagens støtteordninger

I intervjuer med bransjeaktører blant annet innenfor maritim sektor pekes det særlig på behovet for tilstrekkelig støtte til testing, demonstrasjon og pilotering. Mens enkelte peker på viktigheten av norske testfasiliteter og at eksisterende testfasiliteter er fullbooket, er andre mer opptatt av tilgang til støtte for slik testing, som i mange tilfeller mer rasjonelt kan foregå i andre land. Vi har ikke gått inn i noen konkret vurdering av hvorvidt det er behov for mer støtte midler til disse fasene av utviklingsløpet. Vi peker likevel på viktigheten av å opprettholde gode støtteordninger og sikre tilstrekkelige midler på testing og pilotering av løsninger.

En viktig barriere for videre utvikling av hydrogen-verdikjeder er manglende standarder knyttet til kvalitet på produktene, og for distribusjon, lagring og anvendelse av hydrogen og hydrogenderivater inn i ulike sektorer. På noen områder der vi har høy kompetanse og viktige næringsinteresser kan det være fordelaktig å ta initiativ til standardiseringsarbeid nasjonalt, se også omtale i kap. 8.1.1. I slike tilfeller kan det være behov for offentlig støtte for å finansiere arbeidet, som vil måtte involvere private næringsaktører som hver for seg ikke nødvendigvis vil se den fulle verdien av å utvikle disse på et tidlig tidspunkt.

Vår forståelse er at det ikke er mulig å få støtte til slikt arbeid i dag. Ettersom manglende standarder utgjør en såpass viktig barriere for videreutvikling av hydrogenverdikjeder bør det vurderes om slik støtte kan gis. Dette må imidlertid være basert på at det er reelle nytteeffekter knyttet til å utvikle standarder og regelverk på nasjonalt nivå, sett opp mot internasjonale prosesser. Det bør også vurderes opp mot andre måter å kompensere bransjeaktører for slikt arbeid.

Det er også enkelte andre begrensninger i Enova sine støtteordninger som kan redusere mulighetene for realisering av prosjekter. Som beskrevet i kapittel 7.4 er dette blant annet knyttet til hvor stor andel av investeringen Enova kan støtte og krav til innovasjonshøyde i prosjekter. Begrensningene på maksimal støtteandel reduserer lønnsomheten ved investeringer i klimateknologi, og kan være en barriere blant annet innenfor industrien der det kan være behov for store ombygginger for å ta i bruk ny teknologi. Kravet til innovasjonshøyde er i mindre grad en barriere ved ombygginger av eksisterende anlegg, ettersom dette krever skreddersøm og ofte vil ha elementer av noe nytt. Dette kan imidlertid være en barriere for investeringer i nye anlegg, for eksempel

produksjon. Kravet innebærer at det kan være krevende å få støtte til flere prosjekter som bruker samme teknologi, selv om det fremdeles er potensial for læring og kostnadsreduksjoner.

EUs innovasjonsfond har fått øke midler til å støtte prosjekter som fremmer bruk av hydrogen. Innenfor EUs innovasjonsfond er det også mulighet for å få tildelt mer støtte (større andel av investeringen) og kravene til innovasjonshøyde er lavere enn under Enova sine støtteordninger, og dette er en mulighet som norske aktører kan benytte seg av i tiden fremover. Maritim sektor har i liten grad blitt prioritert i tildelinger fra innovasjonsfondet, da tildelinger prioriteres til større punktutslipp. I forbindelse med inkludering av maritim sektor i EU ETS er det imidlertid planlagt øremerking av midler til denne sektoren (Energi og klima, 2022). Dette kan muligens avhjelpe behovet for å gi høye støtteandeler gjennom nasjonale ordninger. Til nå har det vært utfordrende blant annet for maritim sektor å få støtte til klimatiltak gjennom EUs innovasjonsfond fordi tiltak på et skip har liten virkning på klimautslipp i forhold til prosjekter i andre sektorer. Når deler av maritim sektor underlegges EU ETS vil det etter planen øremerkes midler til sektoren, slik at støtte fra fondet kan bli mer aktuelt.

Selv om det kan bli bedre tilgang til internasjonale midler kan norske myndigheter vurdere hensiktsmessigheten av å øke maksimal støtteandel ved tildeling av investeringsstøtte i norske ordninger. Dette vil etter vår forståelse være mulig å få til innenfor statsstøtteregelverket og de oppdaterte retningslinjene for støtte til klimateknologi, men vil kreve notifikasjon av en ny ordning til ESA. En slik økning av støtteandeler vil generelt kunne utløse flere klimatiltak på tvers av næringer. Det er imidlertid usikkert hvor mange flere hydrogenprosjekter som vil utløses, da selv en høyere investeringsstøtte ikke nødvendigvis kan gi tilstrekkelige høy finansiering og risikoavlastning for omlegging til hydrogen, jf. kapittel 8.5.

Det er behov for videre forskning, teknologiutvikling og skalering innenfor de fleste anvendelsesområder for hydrogen og hydrogen-derivater. Mange land har betydelige satsinger på hydrogen, og Norge er et lite land i den store sammenhengen. Gitt begrensede midler bør støtte til teknologiutvikling prioriteres til sektorer der vi har store økonomiske og strategiske interesser og der vi kan ha relative fortrinn i teknologiutviklingen. Maritim sektor og deler av industrien vil være typiske eksempler på dette, der vi kan ha unik kompetanse og betydelige næringsinteresser i å være tidlig ute/i front av utviklingen. Også videreutvikling av CCS og annen teknologiutvikling knyttet til blå hydrogenproduksjon og

rørtransport vil være viktige strategiske områder for Norge.

Faktaboks 8-1: CO₂-kompensasjonsordningen

Hydrogenproduksjon er fra 2021, i likhet med annen kraftkrevende industri, omfattet av CO₂-kompensasjonsordningen. Ordningen gir rett til refusjon for gjennomslaget av CO₂-kvoteprisen i kraftprisen – det vil si økningen i kraftpris som følger av at kraftproduksjon er underlagt EUs klimakvotestystem og betaler CO₂-avgift for sine utslipp. Selv i områder med stor andel fornybar produksjon vil kraftprisen være påvirket av CO₂-kvoteprisen fordi fossil kraftproduksjon som regel er prissettende. Målet med karbonkompensasjonsordningen er å redusere risiko for karbonlekkasje gjennom utflagging av industri.

Ordningen med karbonkompensasjon gir en betydelig kostnadsreduksjon for produksjon av hydrogen sammenlignet med en situasjon uten karbonpriskompensasjon. I praksis vil ordningen innebære at hydrogen produsert med fornybar energi ikke blir ilagt CO₂-avgift gjennom kraftprisen. Bortfall av ordningen ville redusere den økonomiske fordelene med bruk av hydrogen fremfor fossile alternativer når karbonprisen stiger.

På grunn av usikkerhet knyttet til videreføring av ordningen i EU og også i hvilken grad Norge vil utnytte handlingsrommet til å gi full karbonpriskompensasjon, gir ordningen i begrenset grad forutsigbarhet og risikoavlastning ved investeringer i hydrogenproduksjon. Størrelsen på kompensasjonen er også begrenset av karbonprisen og gjennomslaget i kraftprisene. Med et mål om å fremme investeringer i hydrogenverdikjeder vil det være mer effektivt å bruke midler på en ordning som gir større forutsigbarhet for aktørene, som differansekontrakter eller en annen form for subsidier under nasjonal kontroll.

8.5 Innføring av drifts- eller produksjonsstøtte

Selv med økt investeringsstøtte vil det i mange tilfeller være krevende å oppnå lønnsomhet i investeringer i hydrogenproduksjon eller -anvendelse. Manglende karbonprising i viktige sektorer, og fortsatt høye teknologikostnader, innebærer at store deler av markedet ikke har høy nok betalingsvilje til å dekke produksjonskostnadene for hydrogen og hydrogen-derivater.

For brukersiden vil overgang til lavutslippshydrogen som regel innebære både økte kostnader til investeringer i ny teknologi og økte driftskostnader over levetiden. Merknader knyttet til investeringen vil kunne dekkes delvis gjennom dagens støtteordninger og kan forventes å reduseres over tid som følge av læringseffekter. Driftskostnader knyttet til bruk av lavutslippshydrogen og hydrogen-derivater må imidlertid forventes å forbli høyere enn tidligere,

all den tid karbonprisen ikke blir tilstrekkelig høy til å utkonkurrere fossile alternativer.

Med denne bakgrunn vil innføring av en form for produksjons- eller driftsstøtte være et treffsikkert og sterkt virkemiddel for å fremme skalering og markedsintroduksjon av moden hydrogenteknologi. CO₂-kompensasjonsordningen har lignende egenskaper som en produksjonsstøtte på den måten at den gir rett til etterskuddsvis refusjon av CO₂-kvoteprisen i kraftprisen basert på faktisk forbruk. Ordningen sikrer dermed at hydrogen produsert med fornybar kraft får hele fordelene av økte karbonpriser, relativt til fossile alternativer, men innebærer ikke produksjonsstøtte utover det som følger av CO₂-prisen (Se faktaboks 8-1).

I tillegg til at driftskostnadene for hydrogen forventes å ligge høyere enn fossile alternativer, er det også stor usikkerhet knyttet til utviklingen i denne pris-differansen. Dette henger tett sammen med målene og faktiske gjennomføring av klimapolitikk, som påvirker karbonprisene og attraktiviteten til lav- og nullutslippsløsninger. Priserisikoen er slik delvis et uttrykk for en politisk risiko, knyttet til viljen og evnen til å gjennomføre klimapolitikk.

Ved å utforme en drifts- eller produksjonsstøtte som *differansekontrakter*, kan dette avlaste markedsaktørene for priserisikoen i tillegg til nødvendig driftsstøtte for å sikre lønnsomhet i produksjon/ anvendelse sammenlignet med konvensjonell teknologi.

Støtte i form av differansekontrakter

Differansekontrakter er langsiktige avtaler mellom staten og markedsaktører som i praksis kan gi markedsaktørene en mer eller mindre fast pris på kjøp eller salg av et sluttprodukt. Dette gjøres ved at aktørene får utbetalt eller betaler differansen mellom en tilslagspris for kontrakten, «strike price», og en referansepris i markedet. Virkemiddelet er tatt i bruk i flere land og særlig ved utbygging av havvind, der staten betaler eller får betalt differansen mellom tilslagsprisen i kontraktene og spotprisen på kraft. På den måten oppnår markedsaktørene en fast pris på sin vindkraftproduksjon. Differansekontrakter er også vurdert innført i EU og i flere land for å fremme produksjon og anvendelse av hydrogen.

Ved støtte til havvind har differansekontrakter vært vurdert som et effektivt virkemiddel for å dekke investeringskostnader, og samtidig avlaste risiko for utviklingen i kraftprisene. Begrunnelsen har ikke vært inndekning av driftskostnader (som er svært lave), men at differansekontrakter har vært vurdert som et mer effektivt virkemiddel for skalering av teknologien enn investeringsstøtte. Vurderingen har blant annet vært knyttet til at differansekontrakter er egnet til skalering

av teknologi som har høy modenhet¹⁶², og at kontraktene kan avlaste prisrisikoen mer effektivt enn prosjekteierne kan gjennom finansmarkedene.¹⁶³ Videre kan staten gjennom slike kontrakter sikre at det ikke gis mer støtte enn det som er nødvendig, avhengig av hvordan markedsprisene utvikler seg. I tilfeller med høye kraftpriser vil staten kunne tjene på kontraktene.

I dette tilfellet er begrunnelsen for bruk av differansekontrakter en noe annen, og i utgangspunktet knyttet til høye driftskostnader hos brukerne av lavutslipps-hydrogen. Slik sett vil differansekontrakter til hydrogen kunne fungere som en ren drifts- eller produksjonsstøtte samtidig som kontraktene avlaster for risiko knyttet til differanse mellom hydrogen og fossile alternativer. Dermed kan ikke investeringsstøtte fungere som et fullverdig alternativ for differansekontrakter eller andre former for produksjons- eller driftsstøtte. En up-front-betaling vil heller ikke være noen effektiv måte å kompensere for et løpende støttebehov.

I hydrogenverdikjedene er også utfordringene mer sammensatt enn i verdikjedene for havvind, og dette kan kreve en mer nyansert virkemiddelbruk. Mens teknologien for havvind har høy modenhet er dette svært varierende i ulike deler av hydrogen-verdikjeden. På områder med lavere teknologi-modenhet vil investeringsstøtte være å foretrekke fremfor bruk av differansekontrakter, da det i større grad frikobler støttenivået fra faktisk produksjon (som vil være svært usikker ved høy teknologirisiko). Ved høy modenhet, vil avveiningen mellom bruk av differansekontrakter og investeringsstøtte i større grad avhenge av hva som er effektiv fordeling av risiko mellom stat og markedsaktør. Dersom det er forventet at prosjekteierne innenfor hydrogenverdikjedene har liten mulighet til å effektivt diversifisere sin portefølje eller sikre seg mot risikoen for prisdifferansen mellom hydrogen og fossile alternativer, kan det være effektivt å også gi støtte til investeringskostnader i form av differansekontrakter.

Differansekontrakter kan altså innføres som et supplement til dagens virkemidler, og vil kunne benyttes i kombinasjon med investeringsstøtte. For eksempel kan investeringsstøtte gis til investeringer i miljøteknologi med fortsatt teknologiutviklings- og

innovasjonspotensial, mens differansekontrakter utstedes for å dekke forventede høyere driftskostnader og for å avlaste risiko for prisen på hydrogen relativt til fossile alternativer.

Differansekontrakter kan utformes på mange måter og kan være rettet mot ulike deler av verdikjeden for hydrogen. I faktaboks 8-1 beskriver vi fire ulike typer differansekontrakter som kan bidra til utvikling av hydrogenverdikjeder, og vurderer fordeler og ulemper med disse.

Differansekontrakter rettet mot grønn hydrogenproduksjon

Basert på diskusjonen i faktaboks 8-1 vurderer vi at dersom differansekontrakter skal brukes, bør disse rettes mot grønn hydrogenproduksjon. Bakgrunnen er at dette reduserer myndighetenes informasjonsbehov, og kan legge til rette for mer kostnadseffektiv utvikling og skalering gjennom bedre koordinering av tilbuds- og etterspørselssiden. I tillegg til hydrogenspesifikke differansekontrakter, vil også differansekontrakter for utvikling av havvind bidra til etablering av hydrogenverdikjeder. Dette virkemiddelet er allerede besluttet tatt i bruk, og vurderes ikke nærmere her.

I det videre gjør vi vurderinger av måloppnåelse og virkninger ved differansekontrakter for grønn hydrogenproduksjon og gir noen vurderinger av forhold som må ivaretas ved eventuell utstedelse av slike kontrakter. Vurderingene er overordnede og generelle og ment å peke på fordeler og ulemper med differansekontrakter sett opp mot andre virkemidler.

Som et forenklet utgangspunkt for denne vurderingen legger vi til grunn at kontrakten innebærer at staten forplikter seg til å utbetale den fulle forskjellen mellom tilsagnsprisen for kontrakten (strike price) og referanseprisen, og slik overtar hele risikoen for utviklingen i hydrogenprisen.

¹⁶² Teknologier for både bunnfast og flytende havvind har høy modenhet og videre læringseffekter og kostnadsreduksjoner antas å komme gjennom skalering

¹⁶³ Oslo Economics (2021) sammenliknet investeringsstøtte og differansekontrakter for støtte til havvind. I rapporten ble det vist at de to støttesystemene i utgangspunktet kan utformes slik at stat og prosjekteier kommer like godt ut, men at differansekontrakter kan være et mer effektivt virkemiddel under visse forutsetninger som kan være gjeldene for investeringer i havvind (investor er ikke

veldifferensiert og det er markedssvikter i markedene for langsiktige kraftkontrakter). I slike tilfeller vil staten ha lavere forventede kostnader ved å påta seg kraftprisrisikoen gjennom å utstede differansekontrakter enn å kompensere prosjekteier for å påta seg kraftprisrisikoen gjennom å tildele en høyere investeringsstøtte. Analysen ble gjort underforutsetning av at en viss mengde havvind skulle utløses gjennom enten investeringsstøtte eller differansekontrakter.

Faktaboks 8-2: Ulike former for drifts-/produksjonsstøtte

Differansekontrakter kan innrettes mot ulike deler av verdikjeden for hydrogen. Dette inkluderer differansekontrakter for å støtte havvind eller annen ny fornybar kraftproduksjon, differansekontrakter direkte til anvendelse av hydrogen, eller til produksjon av hydrogen. Videre kan det utformes nøytrale differansekontrakter for reduksjon av karbonutslipp, som også potensielt kan bidra til økt lønnsomhet av investeringer innenfor hydrogenverdikjeder. Vi diskuterer de ulike typene kontrakter nedenfor.

Differansekontrakter for havvind og annen ny fornybar kraftproduksjon

Det er besluttet å integrere differansekontrakter i auksjonen i den første utlysningen om utbygging av havvind i Sørliche Nordsjø II. Det forventes også at differansekontrakter vil brukes til å legge til rette for utbygging av flytende havvind på Utsira Nord.

I den grad differansekontraktene innebærer at det gis en subsidie til vindkraften, vil dette øke tilbudet av kraftproduksjon mer enn markedet ville gjort alene. Dette gir i praksis en subsidiert kraftpris, som forbrukerne kan nyte godt av. Dette reduserer også kostnadene ved hydrogenproduksjon og -anvendelse. Differansekontrakter som innebærer utbygging av havvind fremmer dermed indirekte også utbygging av hydrogenproduksjon. Særlig grønn hydrogenproduksjon er svært kraftintensivt, og vil kunne dra stor nytte av et økt tilbud og redusert pris på kraft. Fleksibel hydrogenproduksjon kan også bidra til balansering av variabel vindkraft og kan slik virke i et godt samspill med utvikling av havvind.

Motsatt, vil etablering av grønn hydrogenproduksjon bidra til økte priser på kraftproduksjonen. I et tilfelle hvor det er gitt differansekontrakter til havvind vil dette redusere støttebehovet og de faktiske overføringene fra staten til vindkraftaktørene.

Differansekontrakter til havvind vil gi en indirekte subsidie til alle former for kraftforbruk, inkludert annen kraftkrevende industri og direkte elektrifisering. Dette vil derfor ikke sikre utbygging av hydrogenproduksjon slik som differansekontrakter som gis direkte til anvendelse eller produksjon av hydrogen vil gi.

Differansekontrakter for reduksjon av karbonutslipp

Karbondifferansekontrakter dekker differansen mellom den reelle karbonprisen og den karbonprisen som er nødvendig for å gjennomføre de aktuelle tiltakene for utslippsreduksjon (strike price). Målet er å få til et visst nivå av utslippsreduksjon, men det kan også bygge opp om andre mål for utvikling av teknologi og verdikjeder.

Karbondifferansekontraktene kan være teknologinøytrale, slik at alle typer klimatiltak kan konkurrere om kontraktene. I et slikt tilfelle vil man oppnå effektive utslippsreduksjoner gitt dagens teknologi og teknologimodenhet. Dersom nødvendig CO₂-pris er eneste kriterium i konkurransen om kontraktene, vil det sannsynligvis lede til at det er et fåtall teknologier/type tiltak som vinner frem i konkurransen om kontraktene. Differansekontraktene vil trolig gå til moden og velprøvd teknologi med relativt lave kostnader, eller tiltak som innebærer redusert aktivitet i enkelte lavproduktive sektorer.

Det er usikkert om hydrogenteknologi vil vinne frem i konkurransen om helt generelle karbondifferansekontrakter, da det sannsynligvis finnes tiltak som kutter utslipp på billigere måte gitt dagens teknologi. Det er også usikkert om slike kontrakter vil gi ønsket effekt på teknologiutvikling og muligheten til å skape bedre og rimeligere klimалøsninger, samt på eventuelle målsetninger om etablering av spesifikke verdikjeder.

Myndighetene kan derfor ønske å skille mellom ulike teknologier eller anvendelser i utstedelsen av kontraktene, og for eksempel rette kontrakter direkte mot hydrogenbaserte løsninger. Differansekontrakter som er direkte rettet mot hydrogen kan benyttes både på etterspørselssiden og på tilbudssiden i markedet. (omtales i det videre). Disse kan utformes som karbondifferansekontrakter, der referanseprisen er karbonprisen, eller de kan utformes ved andre referansepriser, som eksempelvis prisen på det fossile alternativet til lavutslipps hydrogen, prisen i inngåtte kontrakter for kjøp av hydrogen, eller prisen på viktige innsatsfaktorer som kraft eller gass.

Differansekontrakter for anvendelse av hydrogen

Det teoretiske utgangspunktet er at subsidier bør rettes mot det siste leddet i verdikjeden, noe som innebærer at differansekontrakter nettopp bør utstedes til de aktørene som skal anvende hydrogenet. Differansekontrakter kan da utformes slik at de dekker merkostnadene ved hydrogen. Ved konkurranse om kontraktene vil at aktørene som trenger minst subsidier for å legge om til bruk av lavutslipps hydrogen sikre seg kontrakter.

En naturlig referansepris ved slike kontrakter vil være prisen på det fossile alternativet som anvendes i den enkelte sektor. For eksempel kan prisen på grått hydrogen fungere som referansepris for industri som anvender dette i dag, og prisen på MGO kan være referansepris i deler av maritim sektor. Staten forplikter seg til å betale differansen mellom den prisen industri- eller næringsaktøren har avtalt å kjøpe hydrogen for, og prisen på det relevante fossile alternativet.

Myndighetene kan derfor ønske å skille mellom ulike teknologier eller anvendelser i utstedelsen av kontraktene, og for eksempel rette kontrakter direkte mot hydrogenbaserte løsninger. Differansekontrakter som er direkte rettet mot hydrogen kan benyttes både på etterspørselssiden og på tilbudssiden i markedet. (omtales i det videre). Disse kan utformes som karbondifferansekontrakter, der referanseprisen er karbonprisen, eller de kan utformes.

Ettersom relevante referansepriser kan være forskjellige i ulike sektorer vil myndighetene ved utformingen av kontraktene implisitt ta stilling til hvilke sektorer kontraktene skal rette seg mot. Samtidig er det variasjon i modenhet for anvendelse av hydrogen (f.eks. industri og maritim) og også stor usikkerhet om hva som er effektive klimалøsninger i den enkelte sektor (f.eks. veitransport og bygg og anlegg). I sektorene med høyest teknologimodenhet (f.eks. jernbane) er det også begrenset potensial for bruk.

For å utstede effektive kontrakter og unngå uheldige vridningseffekter krever det at myndighetene har god informasjon om disse forholdene. Feilvurderinger her kan føre til at hydrogen benyttes som løsning i sektorer der andre klimaløsninger ville vært mer effektive eller at differansekontrakter benyttes som subsidieordning der investeringsstøtte burde vært valgt (der det er teknologirisiko). Dersom myndighetene ikke har god og oppdatert informasjon om disse forholdene kan det virke i retning av at kontraktene heller bør rettes mot tilbudssiden i markedet (produksjon).

Differansekontrakter til anvendelse gir en sikker etterspørsel etter hydrogen, noe som også vil øke sannsynligheten for oppbygging av nasjonal produksjon og distribusjon av hydrogen. Det er likevel mulig for markedsaktørene å dekke etterspørselen gjennom import, særlig dersom det også gis differansekontrakter til anvendelse av hydrogenderivater, som er enklere å transportere. Ved å begrense differansekontraktene til anvendelse av hydrogen øker sannsynligheten for etablering av nasjonal produksjon. Dette øker imidlertid risikoen for uheldige vridningseffekter der markedsaktørene velger ineffektive klimaløsninger. Dersom det er et viktig hensyn å sikre etablering av nasjonal hydrogenproduksjon vil direkte støtte til dette være mer treffsikkert.

Differansekontrakter for produksjon av hydrogen

Differansekontrakter til produksjon av hydrogen vil ha mange av de samme virkningene som differansekontrakter på bruk. Gitt velfungerende konkurranse mellom hydrogenprodusenter vil subsidiert i stor grad videreføres til brukerne av hydrogen gjennom lavere priser. Slik vil flere brukere kunne investere i omlegging til hydrogenbaserte løsninger.

Flere av teknologiene for både grønt og blått hydrogen har høy teknologimodenhet og kan slik sett være egnet for differansekontrakter. Ettersom blå hydrogenproduksjon har store skalafordeler vil prosjektene i all hovedsak utvikles som storskala prosjekter planlagt for rørtransport og med eksport som formål. Driftsstøtte til slik produksjon vil i praksis virke som en eksportstøtte, der det er brukere i andre land som får gevinstene av prisreduksjonen. Dette kan bidra til utvikling av hydrogenverdikjeder i våre naboland i tråd med regjeringens målsetninger, men vil sjelden forsvare seg samfunnsøkonomisk. Det bør derfor etter vår vurdering ikke gis differansekontrakter for støtte til blå hydrogenproduksjon.

Differansekontrakter til grønn hydrogenproduksjon vil være et mer effektivt tiltak gitt målet om utvikling av verdikjeder innenlands. Grønt hydrogen kan etableres i mindre skala og mer tilpasset innenlandsk forbruk. Dette vil virke som en indirekte subsidie til avtakerne, som kan være industri, aktører innenfor maritim sektor eller andre, og nytten vil i større grad tilfalle innenlandske aktører. Ved å legge differansekontraktene på tilbudssiden kan også noen av koordineringsutfordringene i markedet løses, ved at produsentene kan sikre seg etterspørsel fra flere kunder som er modne for omstilling – gjerne fra ulike sektorer, og gjennom dette sikre en effektiv skalering av produksjon og infrastruktur. Bidrag til slik koordinering er vanskeligere for den enkelte aktør som etterspør hydrogen.

Ved differansekontrakter rettet mot tilbudssiden må ikke myndighetene ta stilling til hvem som skal benytte seg av hydrogenet. Dette reduserer informasjonsproblemet som myndighetene står overfor og reduserer risikoen for ineffektiv utforming av kontrakter. Det vil generelt være enklere for myndighetene å holde seg oppdatert på status for modenheten av noen få produksjonsteknologier fremfor utviklingen av teknologier for anvendelse i en rekke ulike sektorer. Utstedelse av kontrakter rettet mot tilbudssiden kan også favne bredere enn sektorspesifikke kontrakter og dermed gi grunnlag for bedre konkurranse og lavere priser/støttebehov.

Det er likevel ikke slik at myndighetene kan se bort fra egenskapene på etterspørselssiden, selv om kontraktene rettes mot tilbudssiden i markedet. Dersom kontraktene rettes mot grønn hydrogenproduksjon for innenlandsk bruk (jf. neste avsnitt) bør myndighetene ha informasjon om at det finnes et tilstrekkelig antall modne prosjekter for anvendelse av hydrogen. Kontraktene vil indirekte subsidiere bruken av hydrogen, og prisene på kontraktene (støttebeløpet) vil avhenge av hvor store merkostnader det er på etterspørselssiden knyttet til å legge om forbruket. Der teknologien for anvendelse er umoden bør den heller støttes direkte med investeringsstøtte enn indirekte gjennom produksjonsstøtte.

Selv ved differansekontrakter rettet mot grønt hydrogen, kan produksjonen i teorien eksporteres ut av landet, fremfor at hydrogenet benyttes til omlegging og reduksjon av klimautslipp i innenlandsk industri og næring. Utformingen av kontraktene kan imidlertid bidra til å øke sannsynligheten for at hydrogenet går til innenlandsk bruk og bidrar til etablering av helhetlige verdikjeder. For eksempel kan kontraktene være avgrenset til hydrogen som skal brukes direkte (ikke derivater), og det kan stilles krav om at det er inngått langsiktige avtaler om avsetning av hydrogenet kjente kunder og med formål om å redusere klimautslipp. Prisene i slike kontrakter kan potensielt også benyttes som referansepris i kontraktene.

I praksis vil differansekontrakter til hydrogenproduksjon kunne innrettes på en rekke ulike måter, og valg av f.eks. referansepris, periodelengde, andel av produksjon som sikres, bruk av pristak (caps) vil påvirke forventet støttenivå og fordeling av risiko mellom stat og produsent. Innretningen av differansekontrakter vil dermed ha stor betydning for måloppnåelse og virkninger av slike kontrakter. Ved innføring av denne type virkemiddel må slike forhold vurderes konkret.

Måloppnåelse

Differansekontrakter svarer direkte på flere av de sentrale utfordringene markedsaktørene står overfor når de vurderer investeringer i hydrogenproduksjon (usikker og for lav betalingsvilje for hydrogen). Kontraktene gir både risikoavlastning og støtte til produksjonen dersom prisen er lavere enn kostnadene. Dersom myndighetene velger å ta i bruk differansekontrakter for hydrogenproduksjon, og dette innføres uten forbehold om maksimalt støttenivå, vil et slikt virkemiddel med høy sikkerhet lede til etablering av hydrogenproduksjon i Norge.

Differansekontrakter bidrar også generelt til mer forutsigbare rammevilkår gjennom å forplikte myndigheter og politikere til en langsiktig politikk. Dette fordrer at kontraktene er utformet på en måte som minimerer risiko for avtalebrudd/endrede vilkår fra myndighetenes side, f.eks. ved at det inngås juridisk bindende avtaler.

Ved tildeling av Enova-støtte legges det i dag vekt på prosjektenes gjennomførbarhet, noe som typisk vil inkludere krav om å dokumentere realistiske planer om avsetning for produksjonen. I differansekontrakter for havvind er det inkludert krav om å dokumentere lokale ringvirkninger/utvikling av leverandørindustri. Vektlegging av denne type krav også ved tildeling av differansekontrakter for hydrogen vil øke sikkerheten for at produksjonen brukes innenlands, og at norsk næring og industri drar nytte av støtten. Samtidig vil slike krav kunne øke kostnadene (støttebølp) og gir større behov for informasjon om utvikling og modenhet på etterspørselssiden av markedet.

Differansekontrakter for produksjon vil også legge til rette for utvikling av tilhørende infrastruktur, noe som kan senke terskelen for ytterligere investeringer i produksjon og bruk av hydrogen.

Samfunnsøkonomisk effektivitet

Differansekontrakter er et sterkt virkemiddel som, gitt effektiv kontraktsutforming og konkurranse om kontraktene, gir markedsaktørene risikoavlastning og finansiering helt frem til prosjektene er driftsøkonomisk lønnsomme. Slik vil virkemiddelet bidra til å korrigere alle typer markedssvikt som forhindrer utvikling av hydrogen. Som beskrevet kan dette både

være manglende karbonprising og kompensasjon for læringseffekter, men også nettverkseffekter knyttet til utvikling av infrastruktur og asymmetrisk informasjon i kapitalmarkedene. En av fordelene med virkemiddelet er nettopp dette – at man med én mekanisme kan løse flere utfordringer som forhindrer etablering av et marked, uten at man må kjenne hver av disse konkret og utforme treffsikre virkemidler for å korrigere hver av disse.

Samtidig vil differansekontrakter også kunne resultere i at det gis støtte utover det som er nødvendig for å korrigere markedssvikt. Når myndighetene har besluttet å utstede differansekontrakter for en viss mengde hydrogenproduksjon, vil dette subsidieres frem uavhengig av om dette er den mest effektive klimaløsningen eller den mest produktive anvendelsen av våre ressurser. Deler av den offentlige pengebruken vil dermed gå til å korrigere markedssvikt, mens deler også kan være direkte støtte til etablering og utvikling av denne spesifikke næringen. Dette kan være godt i tråd med målet om å etablere sammenhengende verdikjeder for hydrogen i Norge. Samtidig bør det være bevissthet om dette valget, og at en slik spesifikk støtte til hydrogennæringen kan gå på bekostning av rammevilkårene til andre næringer som regjeringen også ønsker å satse på.

Når det gjelder spørsmålet om differansekontrakter er et effektivt virkemiddel for å løse de markedssviktene som faktisk foreligger, vil det avhenge av hvilke av markedssviktene som i størst grad hindrer utvikling, i hvilken grad man kjenner disse, og har mulighet til å bruke mer treffsikre virkemidler:

Innføring av differansekontrakter er særlig begrunnet med høye driftskostnader/lav betalingsvilje, som følge av at negative klimaeksternaliteter ikke er fullt ut korrigert. Altså innføres en subsidieordning for å kompensere for at det foretrukne virkemiddelet – karbonprising – ikke i tilstrekkelig grad er tatt i bruk. Dette bryter med forurenser-betaler-prinsippet, og kan bidra til å dempe karbonprisene og redusere insentivene til andre utslippsreduksjoner. I teorien er derfor differansekontrakter mindre effektivt enn karbonprising. Som vist er imidlertid handlingsrommet for ensidige økninger i karbonpriser begrenset. I praksis kan dermed differansekontrakter være et egnet virkemiddel når karbonprisene vurderes å ikke kunne økes ytterligere.

Differansekontrakter kan også gis istedenfor investeringsstøtte, med formål om å oppnå lærings-effekter og kostnadsreduksjon ved skalering av moden teknologi. Her er begrunnelsen korreksjon for positive eksternaliteter, og subsidier er dermed et treffende virkemiddel. Sammenlignet med en investeringsstøtte innebærer differansekontraktene også en overføring av prisrisiko fra markedsaktør til staten. Dette kan

være effektivt under gitte forutsetninger, nærmere beskrevet i Oslo Economics (2021). Som følge av asymmetrisk informasjon i kapitalmarkedene vil investeringer i miljøteknologi som regel kreve en høy andel egenkapitalfinansiering (prosjekteier må ha stor nærhet til prosjektet). Dette er kostbart, og øker avkastningskravet i forhold til prosjekter som i større grad kan lånefinansieres. En sikker pris på hydrogenet gir prosjekteieren vesentlig bedre muligheter til å lånefinansiere prosjektet med lavere avkastningskrav. Samtidig er risikoen overført til staten. For at en slik risikofordeling skal være effektiv, må prosjektet ha høy teknologimodenhet (lav usikkerhet om faktisk produksjon), og prosjekteier kan ikke effektivt kvitte seg med prisrisikoen i markedet. Nyten må imidlertid veies mot eventuelle uheldige virkninger på likviditeten og prisdannelsen i relevante derivatmarkeder.

Dersom den grunnleggende markedssvikten som skal korrigeres er et fortsatt behov for kunnskap- og teknologiutvikling, er differansekontrakter ikke et spesielt effektivt virkemiddel, og støtte til prosjekter bør gis i form av investeringsstøtte. Derfor er det viktig at myndighetene ikke utsteder differansekontrakter rettet mot områder der teknologien er umoden, eller der de modne teknologiene er lite effektive. Dersom det for eksempel er ønskelig å videreutvikle nye teknologier for grønn hydrogenproduksjon bør det gjøres gjennom investeringsstøtte. Selv om kontraktene rettes mot hydrogenproduksjon, der teknologien er moden, vil denne type støtte kun være egnet dersom det også er moden teknologi for anvendelse av hydrogenet, jf. faktaboks 8-2.

Differansekontrakter til produksjon vil implisitt også finansiere nødvendig infrastruktur for at prosjektet kan realiseres og få avsetning for produksjonen. Slik kan differansekontraktene bidra til å løse utfordringer med nettverkseksernaliteter knyttet til infrastrukturen og behov for koordinering og samlokalisering av markedsaktører. Sannsynligvis vil ikke differansekontrakter alene være et effektivt virkemiddel for å løse alle nettverkseksernaliteter og koordineringsbehov, og det kan være behov for andre offentlige reguleringer eller tiltak for å løse disse utfordringene på en effektiv måte. Utformingen av kontraktene vil også ha betydning her, og det er mulig å legge vekt på kvalitative kriterier om utvikling av infrastruktur, tredjepartsadgang mm.

Oppsummert vurderer vi at differansekontrakter er et relativt effektivt virkemiddel for å løse flere av de markedssviktene som eksisterer i hydrogenverdikjeden, med et viktig unntak for forskning og teknologiutvikling. Virkemiddelet kan heller ikke alene løse alle utfordringer knyttet til nettverkseffekter på noen effektiv måte. Det er imidlertid risiko for at støttenivået overstiger det som er nødvendig for å korrigere markedssviktene, og også inneholder en

direkte næringsstøtte. Dersom det er ønskelig å støtte hydrogenverdikjedene, også utover det som er nødvendig for å korrigere markedssvikt, virker differansekontrakter å være et svært effektivt virkemiddel. Dette vil langt på vei garantere den utviklingen som myndighetene ønsker og er villige til å betale for. I et samfunnsøkonomisk perspektiv er de viktigste utfordringene med differansekontrakter vridningseffektene som oppstår i økonomien og i valg av klimaløsninger:

Virkemiddelet vil øke lønnsomhet av hydrogenproduksjon og vri ressurser mot denne næringen fremfor annen industri og næringsvirksomhet. Grønn hydrogenproduksjon er svært kraftkrevende, og vil særlig kunne fortrenge annen kraftkrevende industri eller ny kraftkrevende virksomhet dersom det ikke samtidig etableres mer produksjon. Dette vil føre til et effektivitetstap dersom produktiviteten i økonomien er høyere med en alternativ innenlandsk anvendelse eller eksport av kraften.

Etablering og subsidiering av hydrogenproduksjon vil også øke lønnsomheten av hydrogen som klimaløsning fremfor andre klimaløsninger som eksempelvis elektrifisering, CCS, biodrivstoff og vil vri investeringer mot hydrogen. Dette vil gi effektivitetstap dersom hydrogenteknologien velges der andre klimaløsninger er mer samfunnsøkonomisk lønnsomme.

Gjennomføring

Innføring av differansekontrakter vil være et nytt virkemiddel, og vil ha kostnader knyttet til utforming, implementering og oppfølging. I en tidlig fase vil dette ha høyere administrasjonskostnader enn kjente virkemidler som investeringsstøtte. Det vil måtte fastsettes hensiktsmessige referansepriser, og eventuelt også pristak og prisgult, samt tas stilling til en rekke detaljer som kvalitative kriterier, og hensiktsmessig auksjonsform mm. Kontraktene må også følges opp og forvaltes over tid.

Differansekontrakter kan være både en kilde til utgifter og inntekter for staten. Med dagens høye kostnad for produksjon av hydrogen vil bruk av differansekontrakter pålegge staten en usikker og langsiktig betalingsforpliktelse, som vil binde opp midler og reduserer statens handlingsrom i fremtidige budsjetter. Størrelsen på forpliktelsen er avhengig av omfanget av satsingen.

Riktig dimensjonering og innretning av differansekontrakter vil være avgjørende for å unngå at for stor andel av samfunnets ressurser bindes opp til hydrogenproduksjon og at utviklingen av produksjon og bruk er balansert. Ved bruk av differansekontrakter anbefaler vi en trinnsvis tilnærming der kontrakter med et begrenset volum lyses ut i flere omganger. Volumet må være stort nok til å legge til

rette for realisering av stordriftsfordeler og hensiktsmessig størrelse på fabrikker, men samtidig ikke større enn at det relativt raskt er mulig å kjøre nye konkurranser, slik at man har mulighet til å ta hensyn til teknologiutvikling, tilgang på innsatsfaktorer og at produksjonsnivået er tilpasset utviklingen i innenlands forbruk.

Samlet vurdering

Differansekontrakter er et aktuelt virkemiddel for å fremme utviklingen av en hydrogenverdikjede i Norge. Ulike typer differansekontrakter vil ha ulike virkninger.

Karbondifferansekontrakter vil være lite vridende og kan bidra til effektive investeringer i klimateknologi. Samtidig forventer vi at slike kontrakter i liten grad vil bidra til utvikling av hydrogenverdikjeder, da det finnes mange andre rimeligere klimatiltak. Vi vurderer derfor ikke dette som et aktuelt virkemiddel i denne sammenheng.

Differansekontrakter til havvind og annen fornybar kraftproduksjon vil kunne ha større virkninger på hydrogenverdikjeder. Særlig for grønn hydrogenproduksjon, som er svært kraftintensiv, vil differansekontrakter som finansierer økt utbygging av fornybar kraft virke som indirekte subsidier. Fleksibel hydrogenproduksjon vil også kunne virke i godt samspill med variabel vindkraft. Det er derfor sannsynlig at differansekontrakter til havvind vil bidra til å fremme også norsk hydrogenproduksjon.

Den fornybare kraften vil ha alternativ anvendelse, for eksisterende industri, inn i andre grønne verdikjeder og til direkte elektrifisering i ulike sektorer. Virkningen forventes derfor å være betydelig mindre enn direkte støtte til hydrogenverdikjeden. Vi anser likevel dette å være et godt virkemiddel med tanke på at det fremmer klimaomstilling og grønne verdikjeder generelt, inkludert hydrogen der dette er en produktiv anvendelse av kraften.

Dersom myndighetene legger stor vekt på oppnåelse av mål om hydrogenverdikjeder, er vår vurdering at differansekontrakter rettet spesifikt mot *hydrogenproduksjon* vil være et effektivt virkemiddel. Virkemiddelet vil gi stor sikkerhet for etablering av hydrogenproduksjon i det omfang myndighetene ønsker og har betalingsvilje for.

Subsidier og avgifter bør i utgangspunktet legges til siste ledd i verdikjeden, altså på bruk. Stor usikkerhet knyttet til modenhet for bruk av hydrogen i ulike sektorer (manglende informasjon for myndighetene) og koordineringsutfordringer blant mindre forbrukere gjør at vi likevel vurderer det som mer effektivt på nåværende tidspunkt å operere med en *produksjonsstøtte* fremfor driftsstøtte.

Gjennom produksjonsstøtte og risikoavlastning bidrar differansekontrakter til å løse flere av markeds-sviktene som hindrer ønsket utvikling. Samtidig vil kontraktene med høy sannsynlighet også inneholde et element av næringsstøtte, som vil vri investeringer mot hydrogen fremfor annen virksomhet. Støtten kan dermed bidra til å fortrenge investeringer i andre (mer) effektive klimatiltak og/eller investeringer i (mer) produktive grønne næringer.

Differansekontraktene innebærer også at staten påtar seg en langsiktig og usikker betalingsforpliktelse som reduserer handlingsrommet til andre satsinger. Differansekontrakter til hydrogenproduksjon bør derfor bare benyttes dersom myndighetene ønsker å prioritere denne næringen særskilt. Omfanget av kontrakter kan imidlertid tilpasses myndighetenes ambisjonsnivå og vilje til å prioritere midler. Videre bør kontraktene innrettes med mål om å sikre høyest mulig måloppnåelse per krone og minimere uheldige vridningseffekter. Vi gir noen refleksjoner om dette under:

Vår vurdering er at differansekontrakter bør benyttes for å fremme *grønn hydrogenproduksjon*, som har til formål å forsyne innenlands forbruk. Teknologien har tilstrekkelig modenhet til at differansekontrakter kan være et effektivt virkemiddel. Det bør legges vekt på koordinering og avtaler med kjente/lokale brukere i tildeling av kontraktene. Dette gir størst sannsynlighet for innenlandske klimakutt og at nytten av støtten tilfaller norsk industri og næring. For å øke sannsynligheten for oppbygging av en helhetlig verdikjede, kan det stilles kvalitative krav til leverandørutvikling og annet, innenfor rammene av statsstøtteregelverket.

Det bør ikke utstedes differansekontrakter til blå hydrogenproduksjon, som utvikles med formål om eksport. Dette vil i stor grad fungere som en eksportsubsidie. Blå hydrogenproduksjon for eksport bør i utgangspunktet etableres på kommersielle vilkår, basert på langsiktige avtaler og tilstrekkelig høy betalingsvilje for hydrogen sammenlignet med naturgass hos våre handelspartnere. Vi kan likevel ha store interesser av å støtte fortsatt teknologiutvikling innenfor verdikjeden, for eksempel knyttet til reformering, rørtransport og CCS, jf. kapittel 8.4.

For at differansekontrakter skal fremskynde en utvikling av hydrogenverdikjedene må det forventes at midlene i hovedsak må komme i tillegg til det som bevilges gjennom dagens støtteordninger. Noen av midlene som i dag gis som investeringsstøtte til skalering av moden teknologi, vil kunne omprioriteres til støtte gjennom differansekontrakter. Slike kontrakter kan imidlertid ikke erstatte behovet for dagens støtteordninger rettet mot forskning, teknologiutvikling og testing og pilotering av umoden

teknologi i ulike deler av verdikjeden. Her bør investeringsstøtte fortsatt benyttes.

Utviklingen av grønn hydrogenproduksjon må balanseres mot utvikling av strømmnett og kraftproduksjon. En ubalansert utvikling, med stor etablering av grønn hydrogenproduksjon, og lite ny fornybar kraftproduksjon, vil gi knapphet på energi og økte strømpriser, og vil fortrenge annen industri og andre effektive klimatiltak basert på bruk av fornybar kraft.

Det vil være fornuftig med en trinnvis satsing der det gis kontrakter med et begrenset omfang i hvert trinn. Dette gir mulighet til å tilpasse utviklingen av hydrogenproduksjon til tilgangen på fornybar kraft og nettkapasitet og til teknologimodenhet og utvikling av konkurrerende klimaløsninger på forbrukssiden. Videre gir det mulighet for å utnytte ny informasjon og hente ut læringseffekter og effektivitetsgevinster gjennom reduserte priser på kontraktene.

For å minimere kostnader og sikre at de beste prosjektene realiseres, bør differansekontraktene tildeles ved auksjoner. For å øke sannsynligheten for virksom konkurranse, bør myndighetene ta hensyn til relevante markedsforhold og egenskaper ved hydrogenproduksjon ved innretningen av kontraktene, og herunder beslutninger om volumer, løpetider og tildelingskriterier.

Et viktig hensyn ved utforming av kontraktene vil også være en hensiktsmessig risikofordeling, der den enkelte risiko legges på aktøren med best evne til å håndtere denne. Det bør gjøres grundige vurderinger av hvilke risikoelementer som bør legges på den enkelte part. Mekanismen må også designes på en slik måte at forpliktelsen er troverdig sett fra markedsaktørenes ståsted, for å redusere politisk risiko og dermed kostnader ved investeringene.

8.6 Regelverk og pålegg

Myndighetene kan stille krav til bruk av enten lav- og nullutslippsløsninger generelt eller hydrogenbaserte løsninger spesielt gjennom bruk av direkte regulering. Dette kan enten brukes som et alternativ eller supplement til karbonpriser eller subsidier for å fremme bruken av slike løsninger. I likhet med bruk av karbonprising, vil direkte regulering legge kostnadene for nødvendige tiltak på markedsaktørene/kundene.

Direkte krav kan utformes på en rekke ulike måter og rettes mot ulike sektorer. Det kan stilles krav til slike løsninger i ulike deler av transportsektoren, i ulike deler av maritim sektor og innenfor ulike deler av industrien. Det kan også stilles krav til å tilrettelegge for nødvendig infrastruktur eller det kan gis generelle forbud mot fossile løsninger.

Måloppnåelse

Bidrag til måloppnåelse vil avhenge av om kravene som innføres er teknologinøytrale eller spesifikt rettet mot bruk av hydrogenløsninger. Det vil også avhenge av omfanget av kravene, hvilke sektorer disse rettes mot, og utformingen – for eksempel om det legges opp til overgangsperioder og unntaksbestemmelser.

Innføring av teknologinøytrale krav vil, på samme måte som en avgift, øke lønnsomheten av hydrogen-teknologi og bidra til omlegging til hydrogen i de tilfellene dette er den mest effektive løsningen for å oppnå reduserte CO₂-utslipp. Alternative tiltak kan være redusert aktivitet eller alternative lav- og nullutslippsløsninger som elektrisitet, biodrivstoff og CCS. Krav til bruk av lav- eller nullutslippsløsninger kan føre til nedskalering og nedleggelse av virksomhet dersom det er for lav lønnsomhet til å forsvare investeringene eller de økte driftskostnadene. Slike krav kan også føre til utflagging dersom den aktuelle sektoren er konkurranseutsatt, og tilsvarende krav ikke stilles i andre land.

Ved bruk av krav istedenfor avgift, er det ikke noe alternativ å betale avgiften, og slik er regulering et sterkere virkemiddel for å sikre investeringer og faktisk omlegging til lavutslippsløsninger. I den grad de effektive tiltakene er hydrogenbaserte løsninger, vil dette fremme bruk av hydrogen i Norge. Dersom det finnes rimeligere klimaløsninger, eller hydrogenteknologi er for umoden når kravene i reguleringen trer i kraft, vil det i liten grad bidra til bruk av hydrogen. Regulering som rettes mot sektorer der hydrogen og hydrogenderivater antas å være sentrale klimaløsninger, vil øke sannsynligheten for at hydrogenteknologi velges.

Et krav om bruk av hydrogenbaserte løsninger vil i større grad enn et teknologinøytralt krav bidra til oppbygging av en hydrogenverdikjede. Dette vil sikre anvendelse av hydrogen i de aktuelle sektorene som omfattes, med mindre aktiviteten nedskaleres eller flagger ut. En sikker etterspørsel innenlands kan være utgangspunkt for oppbygging av produksjon og distribusjon av hydrogen. En slik utvikling vil være mer sannsynlig ved løsninger som fordrer direkte bruk av hydrogen enn ved hydrogenderivater som enklere kan transporteres og dermed importeres.

Direkte regulering vil gi en relativt sikker oppnåelse av målene, gitt at det er mulig å etterleve reguleringen, og at den kan håndheves i tilstrekkelig grad. Måloppnåelsen er dermed avhengig av hvordan kravet utformes.

Samfunnsøkonomisk effektivitet

Bruk av direkte pålegg og forbud er i utgangspunktet et mindre samfunnsøkonomisk effektivt klima-virkemiddel sammenlignet med kvoter og avgifter.

Dette skyldes, som beskrevet i kapittel 7.1, at en avgift legger til rette for at det gjennomføres utslippsreducerende tiltak der dette gir de største utslippsreduksjonene til den laveste kostnaden. Dermed er det opp til markedet å bestemme hvor det vil være mest kostnadseffektivt å gjennomføre utslippsreducerende tiltak. Ved bruk av direkte regulering vil det derimot utløses tiltak der dette pålegges og ikke nødvendigvis der det er mest kostnadseffektivt å gjøre klimatiltak.

Direkte regulering kan likevel være et nest-best alternativ til avgift der handlingsrommet for å øke karbonpriser ikke er til stede. Dette forutsetter imidlertid at myndighetene er i stand til å stille effektive krav. Krav som stilles før det er moden teknologi eller i næringer hvor det er vanskelig å oppfylle, kan bli mer kostbare og/eller føre til flere nedleggelser enn en avgift.

For å unngå unødige kostnader eller nedleggelser kreves det altså at myndighetene har god informasjon om effektive løsninger i de sektorene som pålegges krav. Informasjonsbehovet vil øke jo mer spesifikk reguleringen er, enten i form av krav innenfor visse segmenter eller til bruk av spesifikke teknologier.

I tilfeller der myndighetene har god informasjon om hvor de effektive lav- og nullutslippstiltakene kan gjennomføres, og der kravene kan kontrolleres og håndheves, kan direkte regulering være et effektivt tiltak. Innføring av krav med overgangsperioder som reflekter forventet utvikling i teknologimodenhet, vil legge til rette for en kostnadseffektiv innføring av løsninger. Slike krav kan også gi forutsigbarhet og insentiver til investeringer i teknologiutvikling, testing og skalering, som igjen kan bidra til kostnadsreduksjon.

Spesifikke krav om bruk av hydrogenbaserte løsninger kan potensielt utelukke andre mer effektive klimaløsninger, og slik gi effektivitetstap og uheldige vridningseffekter. Dette kan unngås dersom hydrogenbaserte løsninger faktisk er det mest effektive tiltaket i den aktuelle sektoren eller på det aktuelle anvendelsesområdet. I et slikt tilfelle kan det å stille spesifikke krav, bidra til å redusere risiko og kostnader, og skape et større marked for løsningene der nettverkseffekter og stordriftsfordeler kan utløses.

På den annen side vil teknologispesifikke krav øke risikoen for teknologisk innlåsing, redusert innovasjon og feilslåtte investeringer. Det er særlig risiko for dette dersom slike krav stilles uavhengig av retningen som velges i EU og hos andre viktige handelspartnere. Dette understreker behovet for god informasjon, og internasjonalt samarbeid dersom slike spesifikke krav skal stilles.

Dårlig tilpassede krav vil kunne gi store utilsiktede virkninger, enten i form av høye investeringskostnader, snarlig behov for reinvesteringer i oppdatert teknologi, unødige nedleggelser eller utflagging. Hvorvidt direkte regulering vil føre til utflagging vil avhenge av mobiliteten til den aktuelle sektoren. Generelt vil mulighetsrommet for å legge pålegg om bruk være større for stedbundne sektorer og markedssegmenter, som for eksempel innenriks passasjertransport, fiskeri- og havbruksnæringen og offshore supply skip til bruk i petroleumsnæringen.

Gjennomførbarhet

En forutsetning for den juridiske gjennomførbarheten vil være at reguleringene ikke går på tvers av lovgivning i EU. Den generelle utviklingen i EU tilsier økt rom for regulering som har positive virkninger på klima og miljø. Vi anser derfor det juridiske handlingsrommet å være relativt stort, så lenge kravene ikke er svakere enn det som følger av EU-lovgivning.

Kostnaden forbundet med innføring av krav gjennom regulering vil bæres av næringslivet. I skjermede sektorer vil dette kunne veltes over på kundene, mens det i konkurranseutsatte sektorer vil bæres av tilbyderne. Virkemiddelet vil derfor ha begrenset effekt på offentlige budsjetter, med mindre reguleringen i stor grad fører til redusert aktivitet og nedleggelser. Dersom dette er tilfelle, vil staten bære et provenytap. Risikoen for dette vil som nevnt begrenses dersom reguleringene utformes basert på informasjon om effektive løsninger og teknologimodenhet innenfor de aktuelle sektorene.

Krav til god informasjon for å kunne vurdere hvordan kravene bør innrettes i det enkelte tilfelle, samt at kravene vil måtte oppdateres når teknologi og kostnader utvikler seg, vil medføre administrasjonskostnader for det offentlige. Kostnader i forbindelse med overholdelse og håndhevelse av kravene vil også påløpe. Sammenlignet med andre virkemidler som vurderes her, anser vi likevel den samlede påvirkningen på offentlige budsjetter å være neglisjerbar.

Samlet vurdering

Direkte regulering på brukersiden kan være et supplement til subsidier eller annen tilrettelegging på tilbudssiden i markedet, da dette utløser et sikkert markedspotensial og reduserer risiko, kostnader og subsidiebehov. Slik vil virkemiddelet i stor grad kunne oppfylle målet om å utløse investering i verdikjeder for hydrogen. For myndighetene vil dette virkemiddelet innebære mindre kostnader da disse faller på næringen og til slutt kundene dersom pålegget gis i en skjermet sektor.

Løsningene som spesifiseres i reguleringen må være basert på god informasjon om hva som er effektive klimaløsninger i det enkelte segment og anvendelsesområde. Særlig for spesifikke krav til bruk av hydrogen bør myndighetene følge EU-prosessene og kravene som foreslås derfra. Hydrogenspesifikke reguleringer i form av pålegg utover det som kommer fra EU bør sannsynligvis unngås på grunn av usikkerhet om hva som vil være det mest effektive nullutslipps-teknologi i den enkelte næring og kontekst.

Generelt vil teknologinøytral regulering som fremmer nullutslippsteknologi være mindre risikabelt og kunne gi mer effektive løsninger. Dette gjelder særlig innenfor sektorer og anvendelsesområder der usikkerheten rundt hva som vil bli den foretrukne løsningen er stor.

Valg av overgangsperioder og unntaksadganger vil også ha stor betydning for kostnader og effektivitet. Regulering der markedsaktørene får tilstrekkelig lange overgangsperioder til å forberede overgangen vil legge til rette for mer effektive løsninger og lavere kostnader. Dette kan for eksempel gjelde innen maritim sektor og deler av industrien hvor lav- og nullutslippsteknologien ikke er tilstrekkelig moden per i dag. Pålegg om bruk innen disse sektorene vil dermed kunne føre til at mindre effektive teknologier tas i bruk i stor skala, og kan resultere i økte kostnader og potensielt nedleggelser.

8.7 Krav i konsesjon/tillatelser

I noen av sektorene som er aktuelle for bruk av hydrogen gis viktige rammebetingelser for næringen gjennom konsesjoner, lisenser og tillatelser. Det gjelder for eksempel havbruk, havvind, olje- og gass (lisenser), industri (forurensningstillatelse) og gruvedrift. Gjennom slike konsesjoner og tillatelser kan myndighetene stille krav til at aktørene oppfyller gitte vilkår. Dette kan for eksempel være krav om bruk av nullutslipps-løsninger generelt eller bruk av hydrogenbaserte løsninger spesielt.

Av aktuelle næringer hvor det benyttes konsesjoner og tillatelser vil slike krav hovedsakelig være relevante for enkelte deler av maritim sektor og for industri. Eksempelvis kan det for petroleumsnæringen stilles krav til at alle serviceskip skal være enten nullutslipps-skip eller hydrogendrevne skip ved utstedelse av nye konsesjoner eller ved fornyelse av eksisterende.

Måloppnåelse

I hvilken grad konsesjonskrav vil bidra til måloppnåelse avhenger blant annet av om det stilles teknologinøytrale krav eller spesifikke krav til bruk av hydrogen. Et teknologinøytralt krav vil fremme investeringer i lav- og nullutslippsteknologier, og der hydrogen er den mest effektive løsningen, vil et slik

nullutslippskrav også fremme investeringer i hydrogen. Dersom det stilles eksplisitt krav til bruk av hydrogen, vil måloppnåelsen nødvendigvis bli høyere. Dette vil imidlertid ha noen vridningseffekter som er omtalt under samfunnsøkonomisk effektivitet.

Hvilke aktiviteter og sektorer som omfattes av kravene vil også ha betydning for måloppnåelsen. Der hydrogenteknologien er mindre moden, for eksempel innenfor maritim sektor, vil et teknologinøytralt krav trolig i mindre grad utløse investering i hydrogen. Innenfor sektorer der denne teknologien er mer moden, som innen deler av industrien, kan et slikt krav i større grad utløse investering i hydrogen der dette er den mest effektive klimateknologien.

Konsesjonskrav og krav i tillatelser som fremmer investering i hydrogen kan bedre grunnlaget for å starte produksjon og bygge ut infrastruktur for hydrogen. I den grad kravene bidrar til slike investeringer og utbygging, og til økt tilgjengelighet og kostnadsreduksjon, kan det også utløse mer bruk av hydrogen i andre sektorer. Økt etterspørsel etter hydrogenteknologi vil også kunne føre til raskere utvikling og effektivisering av eksisterende teknologi som kan gi mer effektive hydrogenløsninger på sikt.

Aktuelle sektorer for konsesjonskrav og krav i tillatelser er i stor grad stedbundne. Dermed er risikoen for utflagging ved påleggelse av konsesjonskrav begrenset. Kostbare krav kan imidlertid føre til mindre interesse for konsesjonene, redusert aktivitet eller nedleggelse.

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Eventuelle konsesjonskrav vil innrettes mot spesifikke næringer og bruksområder for hydrogen. I motsetning til en CO₂-avgift eller kvotepris, vil man derfor ikke nødvendigvis sikre at de mest effektive klimatiltakene gjennomføres, slik at effektiviteten i klimatiltaket begrenses. Som beskrevet, vil en (global) karbonpris, enten i form av avgift eller kvotepris, føre til at de rimeligste tiltakene for utslippsreduksjoner gjennomføres først. Dette vil vanskelig kunne oppnås i samme grad med konsesjonskrav med mindre myndighetene er sikre på at kravene innføres der hydrogen (eventuelt nullutslippsløsninger) gir de største utslippsreduksjonene til den laveste kostnaden.

En fordel ved konsesjonskrav er imidlertid at det er konkurranse om konsesjoner og lisenser. Dette bidrar til at aktørene som mest effektivt kan gjennomføre prosjektene, inkludert klimatiltakene, tildeles konsesjonen eller lisensen. Her skiller konsesjonskrav seg fra reguleringer som omfatter hele bransjen og dermed i større grad vil kunne gi ineffektive tilpasninger og lavere samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i virkemiddelet påvirkes også av utformingen av kravene. Dersom kravene ikke tilpasses den enkelte næring og teknologimodenheten innenfor de relevante bruksområdene, vil dette føre til store investerings- og/eller driftskostnader for aktørene, lavere lønnsomhet i næringen, og som konsekvens av dette potensielt lavere innenlandsk aktivitet. Dersom et slikt effektivitetstap skal unngås krever dette at myndighetene har tilstrekkelig informasjon om kostnader og løsninger i den aktuelle bransjen til å sette hensiktsmessige krav. Bruk av konsesjonskrav gir i større grad enn reguleringer rom for å skreddersy kravene til det enkelte prosjektet. Gitt at myndighetene har tilstrekkelig informasjon, vil dermed dette virkemiddelet kunne innrettes på en mer kostnadseffektiv måte, særlig dersom teknologi-nøytralitet legges til grunn.

Generelt vil krav til bruk av hydrogen gi større vridninger av innsatsfaktorer som kraft, kapital og arbeidskraft sammenlignet med krav til bruk av nullutslippsløsninger. Slike vridningseffekter kan føre til fortrengning av investeringer som mer effektivt gir reduserte klimagassutslipp. Det kan også føre til økt press på innsatsfaktorene, økte priser og dermed svekket konkurranse for eksisterende norske næringer som benytter disse innsatsfaktorene.

Selv om et teknologinøytralt konsesjonskrav generelt vil gi mer effektiv tilpasning sammenlignet med et spesifikt krav til bruk av hydrogen, vil også et teknologinøytralt krav kunne gi utilsiktede virkninger. Hvis effektive teknologier er umodne, kan kravene bli kostbare å oppfylle eller det kan føre til utrulling av ineffektiv teknologi. Dersom det ikke stilles tilsvarende krav i andre land, vil aktører potensielt kunne flagge ut virksomheten eller legge den ned. At de relevante næringene er relativt stedbundne gjør at risikoen for dette er mindre, men den vurderes fortsatt å være tilstedeværende.

Bruk av konsesjonskrav og krav i tillatelser vil være et relativt fleksibelt virkemiddel. Dersom erfaringer tilsier at kravene ikke gir ønsket effekt eller på sikt fremstår som overflødig, kan kravene oppheves. Vi vurderes derfor ikke at det er vesentlig risiko for innlåsnings-effekter ved bruk av dette virkemiddelet.

Gjennomførbarhet

Muligheten til å stille denne type krav avhenger av hvilke konsesjoner og tillatelser som skal gis, og fornyes, og i hvilken grad krav i nye tillatelser kan avvike fra kravene som stilles til øvrige aktører i samme sektor. Her kan det være juridiske begrensninger som krever nærmere utredning.

Utover eventuell juridiske barrierer vurderer vi gjennomførbarheten å være høy. Kostnadene

forbundet med konsesjonskravene vil i hovedsak bæres av næringen slik at påvirkningen på offentlige budsjetter i utgangspunktet er svært begrenset. Imidlertid kan kravene gi redusert aktivitet og skatteinngang dersom kravene fører til at de aktuelle næringene blir mindre effektive. Særlig i grunnrente-næringer kan kravene gi påvirkning på offentlige budsjetter gjennom å direkte avkorte statens inntekter fra næringen. Dette gjelder for eksempel dersom kravene legges på petroleumsnæringen eller havbrukssektoren. Det knytter seg også betydelige administrasjonskostnader til krav i konsesjoner, fordi det er behov for omfattende informasjon og håndheving.

Samlet vurdering

Konsesjonskrav om bruk av lav- og nullutslipps-løsninger kan være relevant å vurdere for enkelte segmenter innenfor maritim sektor som petroleumsnæringen, og fiskeri- og havbruksnæringen. Det må tas hensyn til teknologimodenhet og gis tilstrekkelige overgangsperioder for omstilling for å legge til rette for effektiv innføring av slike løsninger. Det juridiske og praktiske handlingsrommet for å stille slike krav må imidlertid klarlegges.

Etter vår vurdering bør det ikke stilles spesifikke krav til bruk av hydrogenbaserte løsninger med mindre myndighetene har sikker informasjon om at teknologien er en effektiv klimaløsning og tilstrekkelig moden innenfor sektorene som omfattes av kravene. Da vår vurdering tilsier at hydrogenteknologien innen maritim sektor per i dag ikke er tilstrekkelig moden til å tas i bruk i stor skala, kan konsesjonskrav på disse områdene medføre store kostnader for både næringene og staten.

8.8 Offentlige anskaffelser

Det offentlige kjøper inn en rekke produkter og tjenester der hydrogen potensielt kan være en direkte innsatsfaktorer eller inngå som drivstoff for transporten av varen eller tjenesten. Gjennom slike innkjøp kan staten både påvirke etterspørselen etter hydrogen direkte, men også potensielt bidra til økt bruk av hydrogen innenfor andre sektorer.

Det er allerede i dag et pågående arbeid knyttet til innføring av skjerpede miljøkrav ved offentlige anskaffelser. Som beskrevet i kapittel 7.2, er det blant annet foreslått en lovendring som innebærer at miljø skal vektes med minimum 30 prosent ved offentlige innkjøp opp mot pris og andre kvalitetsdimensjoner, og høyere der det er relevant (Regjeringen, 2022c). I mange tilfeller vektlegges også miljø ved offentlige anskaffelser allerede i dag. For å ytterligere fremme investering i klimavennlige løsninger, herunder hydrogen, kan kravene i offentlige anskaffelser skjerpes ytterligere. Dette kan enten skje gjennom

absolutt kvalifikasjonskrav til bruk av lav- eller nullutslippsløsninger generelt, eller spesifikke kvalifikasjonskrav til bruk av hydrogenbaserte løsninger. Eventuelt kan det vurderes om bruk av enten null- og lavutslippsløsninger eller hydrogenbaserte løsninger skal inngå som tildelingskriterium og vektas med en viss prosentandel opp mot pris og andre kvalitetsdimensjoner.

Kvalifikasjonskravene eller tildelingskriteriene kan stilles av den enkelte offentlige innkjøper, eller det kan utarbeides nasjonale retningslinjer eller krav som skal gjelde alle offentlige anskaffelser. Trolig vil krav om enten null- og lavutslippsløsninger generelt eller hydrogenbaserte løsninger spesielt være mest relevant for offentlig anskaffelse av bygg- og anleggsprosjekter og ulike transportløsninger. For offentlig innkjøp av personbiler, varebiler, busser, hurtigbåter og ferger er det allerede vedtatt krav til lav- eller nullutslippsløsninger.

Måloppnåelse

Krav i offentlige anskaffelser vil gi flere av de samme virkningene som direkte regulering og bruk av konsesjonskrav: Kravene vil fremme investeringer i lav- og nullutslippsteknologier, inkludert hydrogen der det er den mest effektive klimaløsningen, eller der det kreves eksplisitt. En sentral forskjell mellom bruk av regulering og offentlige anskaffelser er imidlertid at kravene som stilles kun gjelder enkelte markedssegmenter. Slik kan kravene i større grad tilpasses de relevante sektorene og segmentene, og på den måten være mer treffsikre mot områder hvor hydrogen er den mest effektive klimaløsningen.

Utformingen av kravene vil være bestemmende for i hvilken grad hydrogen tas i bruk. Både om det stilles krav til denne teknologien eksplisitt, hvor stor vekt kravene har i tildelingene, og hvilke sektorer innkjøpene gjøres i. Generelt vil måloppnåelsen være størst i de sektorene der offentlige innkjøp utgjør en betydelig del av virksomheten. Dette kan for eksempel gjelde ferger, offentlig veitransport, bygg og anlegg og enkelte flyruter.

Tilsvarende som for bruk av pålegg og konsesjonskrav, vil innkjøpskrav sikre en innenlandsk etterspørsel etter lav- og nullutslippsløsninger, og hydrogen der

dette er påkrevd eller mest effektivt. Dette bedrer grunnlaget for å starte produksjon og bygge ut infrastruktur for hydrogen. I den grad krav i offentlige innkjøp bidrar til slike investeringer og utbygging, og bidrar til økt tilgjengelighet og kostnadsreduksjon, kan det også utløse mer bruk av hydrogen i andre sektorer.

Krav i offentlige innkjøp gir også mulighet til å påvirke utviklingen av helhetlige verdikjeder mer direkte enn både avgifter og regulering. Gjennom dette virkemiddelet er det mulig å inkludere kvalitative kriterier som blant annet tar hensyn til potensialet for teknologiutvikling, leverandørutvikling og utbygging av infrastruktur. Et eksempel er utlysningene på havvind der slike hensyn vektlegges.

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Som ved bruk av både direkte pålegg og konsesjonskrav, vil også den samfunnsøkonomiske lønnsomheten for krav i offentlige anskaffelser avhenge av myndighetenes informasjonstilgang knyttet til tilgjengelige teknologier i de aktuelle markedssegmentene. Mer spesifikke krav, for eksempel til bruk av hydrogenbaserte løsninger, vil i større grad kreve god informasjonstilgang.

Tilsvarende som ved bruk av konsesjonskrav vil også innkjøpskrav ha fordelen av at aktørene som er best posisjonert for å utvikle eller ta i bruk teknologien vinner frem i konkurransene. Aktører som ikke har forutsetninger for dette, vil ikke konkurrere eller måtte gjennomføre investeringene slik de ville måttet under direkte regulering. På den måten unngår man at de som har høyest kostnader ved omstilling, eller oppfyllelse av det bestemte kravet, også må imøtekomme dette. Denne fordelen er større ved offentlige innkjøp sammenlignet med konsesjonskrav fordi kravene kun vil omfatte leverandører til offentlig sektor, og ikke hele markeder som er avhengig av konsesjoner eller tillatelser.

På denne måten gir offentlige innkjøp dermed noe større rom for å stille krav som kan være krevende eller kostbare, men som kan drive teknologiutviklingen fremover. Svært ambisiøse krav til bruk av ny teknologi eller spesifikke løsninger, vil imidlertid gi dårlig konkurranse om kontraktene og høye priser.

Faktaboks 8-3: Offentlige anskaffelser som virkemiddel for bruk av nullutslippsløsninger

Det finnes flere eksempler på bruk av krav i offentlige anskaffelser for å fremme nullutslippsløsninger. Et eksempel er krav til lav- og nullutslippsløsninger ved fylkeskommunale fergeanbud. Kravene har blant annet resultert i at batteriferger er blitt tilbudt og tildelt kontrakt. Mellom 2015 og 2019 har ifølge DNV (2019) anbudskrav på fylkesvei, som inkluderer fergesamband, resultert i 40 batteridrevne ferger. I dag er det 53 elektriske ferger langs fergesambandet av totalt 228 ferger (tilnull, 2022).

Et annet eksempel er Oslo kommune som siden 2017 har stilt krav om fossilfri bygge- og anleggsplasser i prosjekter som gjennomføres på oppdrag for kommunen. Siden kravene ble vedtatt, har utslippsfrie maskiner og kjøretøy blitt premiert i anskaffelser innen bygg og anlegg. I 2022 hadde mer enn 30 ulike byggeplasser i Oslo tunge utslippsfrie anleggsmaskiner i arbeid, og over 20 ulike typer utslippsfrie maskiner og kjøretøy var i bruk på kommunens byggeplasser (Anlegg og transport, 2022). Oslo kommune har også et mål om at bygge- og anleggsarbeid og massetransport på oppdrag fra kommunen skal være utslippsfritt eller gå på biogass innen 2025.

Dette gjelder for eksempel dersom det stilles krav til hydrogen i en anvendelse der andre alternativer forventes å være mer effektive både i dag og på sikt.

Som ved bruk av pålegg og konsesjonskrav vil også bruk av krav i offentlige anskaffelser kunne føre til ineffektiv bruk av samfunnets ressurser dersom det spesifikt stilles krav til bruk av hydrogenbaserte løsninger. Samfunnsøkonomisk vil dette være uheldig dersom kravet legges til en næring eller et anvendelsesområde hvor hydrogen ikke er den mest effektive klimaløsningen. Med tilstrekkelig informasjon om hvilke markedssegmenter hydrogen vil være en effektiv løsning, eventuelt ved bruk av teknologi-nøytrale krav, vil slike ineffektive tilpasninger kunne unngås. Krav i offentlige anskaffelser vil imidlertid i mindre grad enn pålegg gi vridningseffekter opp mot næringspolitiske mål. Dette skyldes igjen at kravene kun vil gjelde for gitte markedssegmenter og i et begrenset volum, slik at det i mindre grad vil oppstå press på sentrale innsatsfaktorer og svekket konkurranseevne i andre næringer som følge av dette. Mulighet til å tilpasse kravene mot det gitte segmentet vil også bidra til å begrense slike vridningseffekter.

Gjennomførbarhet

Det juridiske handlingsrommet for bruk av krav til enten null- og lavutslippsløsninger eller hydrogenbaserte løsninger i offentlige anskaffelser avhenger av statsstøttereguleringen. Som beskrevet innledningsvis er handlingsrommet for bruk av statsstøtte innenfor EØS-reguleringen, og gjennom forhåndsnotifisering fra ESA stort, når støtten har klima- og miljøformål. Vi vurderer derfor ikke det juridiske handlingsrommet å være en barriere.

Kostnadene forbundet med krav i offentlige anskaffelser vil i motsetning til bruk av påbud og konsesjonskrav bæres av det offentlige gjennom kontraktsprisene. I praksis innebærer slike krav en indirekte subsidie til de aktørene som oppfyller kravene og vinner anbudskonkurransen. Dermed vil dette virkemiddelet i utgangspunktet ha stor påvirkning på offentlige budsjetter. Kostnaden vil likevel begrenses med volumet av anskaffelser, og særlig dersom kravene begrenses til de segmentene hvor kostnadene forbundet med å innfri slike krav er lavest. Gjennomførbarhet til virkemiddelet vil likevel begrenses av handlingsrommet i statlige og kommunale budsjetter.

Samlet vurdering

Krav til offentlige anskaffelser kan være et egnet virkemiddel i sektorer med betydelig offentlig innkjøp og der hydrogen forventes å være den mest effektive klimaløsningen. Utgangspunktet bør likevel være å stille teknologinøytrale krav da dette begrenser risiko for teknologisk innlåsing og ineffektiv bruk av ressurser for å oppnå klimamål. Krav i

offentlige anskaffelser har likevel den fordel at kravene innfris gjennom konkurranse der kun aktøren som mest effektivt kan møte kravet tildeles kontrakten. Kravene vil også begrenses til bestemte segmenter av et marked. Dette gjør at eventuelle negative konsekvenser som følge av å stille teknologispesifikke krav vil begrenses.

Offentlige innkjøp kan også være et egnet virkemiddel for uttesting av løsninger i fullskala, eller bidrag til oppbygging av en infrastruktur. Det bør prioriteres til sektorer der krav til lav- og nullutslippsløsninger eller hydrogenbaserte løsninger kan utløse nettverkseffekter og der teknologien er tilstrekkelig moden for å tas i bruk. Dette kan for eksempel være innenfor offentlig innkjøp av ferger og hurtigbåter, da dette kan ha positive nettverkseffekter for andre deler av maritim sektor hvor potensialet anses å være stort.

8.9 Avtaler mellom stat og næring

Virkemidlene som til nå er gjennomgått legger kostnadene knyttet til satsingen enten på næringen (og kundene) gjennom regulering, eller på offentlig sektor gjennom subsidier eller offentlig innkjøp. En mellomløsning vil være en form for offentlig-privat samarbeid, eller bruk av avtaler mellom det offentlige og næringslivet, for å fremme mål om etablering av sammenhengende hydrogenverdikjeder. Slike avtaler kan utformes på ulike måter, og både måloppnåelse og virkninger vil i stor grad avhenge av utformingen.

Som utgangspunkt for diskusjonen kan vi se til organiseringen av NO_x-fondet, der staten og næringen har inngått en avtale om reduksjoner av NO_x-utslipp (se faktaboks 8-3).

En parallell modell i denne sammenheng kunne være at staten og næringslivet inngikk avtaler, om å gjennomføre CO₂-reduserende tiltak, og eventuelt også om investeringer i nye grønne verdikjeder, eller om investeringer i hydrogen spesifikt. For eksempel kan aktører som tilslutter seg avtalen få avgiftsfritak fra deler av CO₂-avgiften, men må betale en sats til fondet for CO₂-utslipp. Innbetalingssatsen til fondet settes på et nivå som sikrer at utslippstaket overholdes. Fondets midler kan deretter deles ut som støtte til utslippsreduserende tiltak. Avhengig av avtalen med næringen kan midlene enten innrettes mot utslippsreduserende tiltak generelt, eller deler av midlene øremerkes hydrogenbaserte tiltak for utslippsreduksjoner.

Et alternativ til en modell etter NO_x-fondet kan være at staten inngår en avtale med næringen om at deler av statens inntekter fra CO₂-avgiften eller fra klimakvotene øremerkes til å støtte klimateknologi. Dette vil være en parallell til Enoa-avgiften som

hentes inn gjennom nettleien på strøm og som er øremerket Enova-fondet. Dette kan også både innrettes mot tiltak for utslippsreduksjoner generelt eller mot investeringer i hydrogenbaserte tiltak spesifikt.

En avtale mellom det offentlige og næringen vil, uavhengig av utforming, kunne innrettes enten mot alle næringer som er underlagt klimakvoter og/eller CO₂-avgift, eller den kan rettes spesifikt mot enkelte næringer eller sektorer.

Vurderingen nedenfor tar utgangspunkt i en modell etter NO_x-fondet, men kommenterer der det vil være viktige forskjeller mot en løsning med øremerking i offentlige budsjetter.

Måloppnåelse

Måloppnåelsen til denne type tiltak vil være avhengig om avtalen fører til økt eller redusert innbetaling av CO₂-avgift, og i hvilken grad det kanaliseres mer midler enn tidligere til hydrogenteknologi.

Som beskrevet i kapittel 7.1 kan øremerking føre til økt aksept for avgifter.¹⁶⁴ Det samme vil kunne gjelde om næringsaktører får deler av midlene tilbakeført gjennom subsidier til investeringer i klimateknologi. Dersom en avtale med næringen gjør at staten kan øke samlet innbetaling av CO₂-avgifter mer enn ellers, så kan altså fondet bidra til reduserte klimagass-utslipp, og potensielt også investeringer i hydrogenteknologi. I hvilken grad det vil komme investeringer i hydrogen vil avhenge av kriteriene for bruk av midlene i fondet – hvorvidt disse tildeles effektive tiltak for klimareduksjon uavhengig av teknologi, eller om det også er kriterier som vekter reduserte utslipp gjennom investeringer i hydrogen-basert teknologi.

For en avtale etter modell av NO_x-fondet vil måloppnåelsen også avhenge av oppslutningen til avtalen. Større oppslutning vil gi økte midler i fondet, og økt handlingsrom til å finansiere utslipps-reducerende tiltak, herunder hydrogenbaserte løsninger der dette er mest effektivt eller dersom dette er et eksplisitt krav. Innbetalingssatsen vil også i seg selv kunne gi insentiv for investering i slike

¹⁶⁴ Erfaring har vist at økinger av miljøavgifter som til slutt rammer konsumentene har en tendens til å være svært upopulære, og det kan være politisk vanskelig å gjennomføre slike endringer. Enkelte studier viser at øremerking av avgiftsinntekter fra miljøavgifter til miljøformål er en måte å se negative og positive eksternaliteter i sammenheng på, for å skape aksept for både avgifter og subsidier (Grimsrud, et al., 2021).

¹⁶⁵ En innbetalingssats per tonn utslipp av CO₂ kan settes lavere enn forventet økning i en generelt økt CO₂-avgift uten at dette påvirker størrelsen på utslippsreduksjonene. Dette følger av at virksomheter vil gjennomføre

Faktaboks 8-4: Om NO_x-fondet

NO_x-fondet ble opprettet i forbindelse med innføringen av NO_x-avgiften i 2007, hvor 15 ulike næringslivsorganisasjoner gikk sammen om å anbefale innføringen av et NO_x-fond som erstatning for avgiften. Dette resulterte i Miljøavtalen om NO_x for 2008-2010 og opprettelsen av NO_x-fondet. I forlengelsen av Miljøavtalen om NO_x har både Miljøavtalen 2011-2017 og NO_x-avtalen 2018-2025 blitt inngått mellom næringslivsorganisasjonene og Klima- og miljødepartementet (sistnevnte er nylig forlenget ut 2027). Den inneværende avtalen innebærer at NO_x-utslipp fra kilder omfattet av avtalen skal holdes under et samlet utslippstak over perioder på to år.

NO_x-fond-modellen innebærer at virksomheter som tilslutter seg fondet betaler en innbetalingssats per kg NO_x-utslipp. For virksomheter som i utgangspunktet har avgiftsplikt for NO_x-utslipp gis det avgiftsfritak ved tilslutning til fondet. Innbetalingssatsen per kg NO_x-utslipp settes slik at utslippstaket gitt i NO_x-avtalen nås. Midlene som innbetales til NO_x-fondet er øremerket investeringer i NO_x-reduserende tiltak og miljøvennlig teknologi som bidrar til reduksjon i NO_x-utslipp i Norge. NO_x-avtalen 2018-2025 har på lik linje med de foregående avtalene blitt godkjent av EFTAs Overvåkningsorgan ESA. ESA konkluderte i 2018 med at avtalen innfrir kravene til statsstøtte i EØS-avtalen.

Kilde: NO_x-fondet

løsninger, så lenge dette har økt, og ikke redusert, samlet karbonpris for deltakerne. En høy innbetalings-sats vil på den annen side kunne redusere insentivene for deltakelse. Dersom innbetalingssatsen til CO₂-fondet er lavere enn CO₂-avgiften, og det gis fritak for denne ved tilslutning, vil dette øke insentivene for deltakelse.¹⁶⁵ Eksklusiv tilgang til tilskuddsmidler vil også kunne øke insentivene for tilslutning til avtalen.

Avtalens måloppnåelse vil videre også avhenge av bredden i næringer som omfattes. Måloppnåelsen vil trolig være størst dersom avtalen begrenses til

utslippsreducerende tiltak så lenge tiltakskostnaden er lavere enn kostnaden per tonn utslipp (i form av enten avgift eller innbetalingssats) som faller bort som følge av tiltaket. Siden tiltakskostnaden ved en fondsløsning delvis vil subsidieres i form av tilskudd fra fondet, vil tiltakskostnaden for en gitt utslippsreduksjon være lavere for virksomheten ved en fondsløsning sammenlignet med avgiftsløsning. Dermed kan innbetalingssatsen settes lavere enn forventet økning i avgiftssatsen uten at dette påvirker hvilke utslippsreducerende tiltak som er lønnsomme fra virksomhetens ståsted.

næringer hvor potensialet for bruk av hydrogen er størst, og hvor det i liten grad finnes effektive alternativer til hydrogen. Med større tilfang av næringer, og dersom det er konkurranse om fondets midler, vil disse midlene trolig i størst grad gå til andre utslippsreducerende tiltak som kan gi større utslippsreduksjoner til lavere kostnad. Dersom det stilles spesifikke krav til bruk av hydrogen for å oppnå utslippsreduksjoner, vil måloppnåelsen i mindre grad påvirkes av bredden av næringer som avtalen inngås med.

Samfunnsøkonomisk lønnsomhet

I hvilken grad avtaler mellom stat og næring er et effektivt virkemiddel vil både avhenge av i hvilken grad det kan bidra til økt korreksjon for klima-eksternaliteter og også hvilke bindinger som legges på midlene. Generelt vil øremerking, eller bindinger på avgiftsmidler, kunne gi ineffektivitet ved at midler ikke kan bevilges der de kaster mest av seg. For at slike løsninger skal være effektive må de gi nyttegevinster som kan oppveie dette, i form av at effektive karbonpriser kan settes høyere enn ellers, eller at avtalene gjør at næring eller industri med viktig kompetanse eller ressurser i større grad forplikter seg og jobber aktivt for å oppnå mål som også myndigheter er opptatt av.

Hvor effektivt en avtale mellom stat og næring er vil altså avhenge av om avtalen inngås med næringer som i dag ikke er pålagt karbonpris (f.eks. utenriks skipsfart) eller om den (også) inngås med næringer som allerede er pålagt enten CO₂-avgift og/eller underlagt kvotesystemet (EU ETS). Dersom avtalen inngås med den førstnevnte gruppen vil dette ha en samfunnsøkonomisk positiv effekt i seg selv, i form av at innbetalingssatsen til fondet vil bidra til å korrigere for de negative eksternalitetene forbundet med CO₂-utslipp i denne næringen. Dersom avtalen (også) omfatter næringer som allerede betaler karbonpris i dag, vil den samfunnsøkonomiske effektiviteten avhenge av om innbetalingssatsen bidrar til større grad av korreksjon for CO₂-utslipp enn tidligere.

Sammenlignet med en høyere CO₂-avgift som gjelder generelt, vil et fritak for CO₂-avgift for de som tilslutter seg et fond, påføre staten en kostnad i form av redusert proveny som vil måtte dekkes inn gjennom andre vridende skatter og avgifter. Alternativ øremerking av midler fra CO₂-avgifter eller CO₂-kvoter vil også redusere statens handlingsrom i budsjettene, med mindre andre bevilgninger til klimatiltak reduseres. I et slikt tilfelle vil virkemiddelet ha liten effekt. Dette vil ikke være tilfellet om det reelle alternativet er lavere CO₂-avgift.

I tillegg til avgiftselementet i form av innbetalingssats til et fond, eller en ordinær avgiftsinnbetaling som øremerkes, vil en avtale mellom stat og næring også

ha et subsidieelement, som kan korrigere for positive eksternaliteter forbundet med teknologiutvikling og -spredning. For at ordningen skal bidra til økt total støtte til klimateknologi fordrer det imidlertid at offentlige overføringer til samme formål ikke reduseres tilsvarende. Ved en modell etter NO_x-fondet vil volumet midler vil avhenge av næringens tilslutning til avtalen. Ved øremerking er innbetalingen av avgift obligatorisk, slik at totale støttemidler ikke er avhengig av næringens tilslutning til et fond.

Da vi allerede har et bredt og til dels treffende virkemiddelapparat innen klimateknologi generelt og hydrogenbaserte løsninger spesielt, fordrer effektiv bruk av fondets midler at midlene benyttes til å supplere eksisterende virkemidler. Dette kan for eksempel gjøres gjennom å stille lavere krav til innovasjonshøyde og/eller tilby driftsstøtte. Dersom fondet driftes av næringen, vil tildelinger fra fondet kunne være unntatt reglene i statsstøtteregulverket (slik midlene i NO_x-fondet er), slik at handlingsrommet for støtteintensitet og kriterier for tildelinger er større sammenlignet med offentlige virkemiddelaktørers handlingsrom på dette området. Dersom det inngås en avtale om at ordinær CO₂-avgift som øremerkes, er dette utvilsomt statlige midler som må tildeles i henhold til statsstøtteregulverket.

Den samfunnsøkonomiske effektiviteten er også avhengig av hvilke bindinger som legges på midlene. Dette gjelder både om det er begrensninger på hvilke klimateknologier som tildeles støtte og om det er begrensninger på hvilke aktører som kan få tildelinger fra fondet. I NO_x-fondet er tildelinger fra fondet begrenset til virksomheter som betaler inn til fondet. Dette gir insentiver til deltakelse, men vil samtidig redusere antall virksomheter som kan søke om støtte til tiltak. Dette kan utelukke aktører som kunne utført tiltakene mer effektivt enn de som er medlemmer i fondet. Dersom avtalen begrenses til gitt næringer eller segmenter, vil også omfanget av effektive utslippsreducerende tiltak også være færre. Dermed ville avtalen fremme mindre effektive klimatiltak sammenlignet med en bredere avtale, og følgelig medføre mindre effektiv bruk av samfunnets ressurser.

En fordel ved bruk av avtale mellom stat og næring er at dette virkemiddelet gir mindre risiko for utflagging sammenlignet med en avgift eller regulering. Ved utflagging vil aktøren miste tilgangen på tilskuddsmidlene fra fondet og dermed vil dette være mindre attraktivt.

En avtale med næringen som innebærer at midlene i et fond er eksklusivt tilgjengelige for de som er medlem, kan innebære fordelingseffekter i form av «premiering» av næringer som har mulighet til å inngå avtale med staten og dermed kvalifiserer for tilskuddsstøtte fra fondet. Det kan gi opphav til

etableringsbarrierer og en sementering av dagens næringsstruktur, der eksisterende aktører får subsidier til omstilling, mens nye aktører som ikke er etablert eller som i dag ikke har utslipp/er underlagt CO₂-avgift ikke har tilsvarende tilgang til midler.

Gjennomførbarhet

Dersom avtalen mellom stat og næring innebærer fritak for CO₂-avgift, vil dette kunne oppfylle kriteriene for statsstøtte og kreve notifikering og forhåndsgodkjennelse av ESA. En forutsetning for godkjennelse er at klimaavtalen mellom fondets medlemmer og myndighetene vurderes som et effektivt og hensiktsmessig virkemiddel for å oppnå de ønskede klimaeffektene. Dette innebærer blant annet at avtalen ikke virker motstridende eller utligner andre virkemidler med samme formål.

I likhet med et fond basert på bransjeinitiativ vil også et fond basert på klimaavtale innebære reduserte innbetalinger til staten dersom det gis fritak for CO₂-avgift for tilsluttede virksomheter. Dette reduserer handlingsrommet i de offentlige budsjettene. Dersom fondet omfatter petroleumsnæringen, vil avtalen også gi redusert innbetaling til Statens pensjonsfond utland og dermed redusert handlingsrom i fremtidige budsjetter.

Samlet vurdering

En avtale mellom stat og næring som setter et utslippstak for næringen kan være en nest-best løsning i sektorer der økning i avgift eller regulering er krevende å innføre og gir risiko for utflagging. I den grad en avtale med næringen kan bidra til økte effektive karbonpriser, og økt innsats på utslipps-reducerende tiltak, kan dette være et effektivt virkemiddel. Dette kan for eksempel gjelde innenfor deler av industrien og maritim sektor.

Virkemiddelet kan også bidra til oppbygging av hydrogenverdikjeder, og i høyest grad dersom midlene delvis prioriteres til dette formål. Denne type bindinger på bruken av midlene vil øke risiko for investeringer i mindre effektiv klimateknologi, eller at tiltak gjøres i næringer som har høye kostnader.

Effektene vil også være avhengig av hvordan midlene forvaltes, herunder om de er eksklusive for medlemmene av et fond. Dette vil øke oppslutningen om en slik løsning, og dermed måloppnåelse i form av reduserte klimautslipp og investeringer i hydrogenteknologi, men kan også representere en etableringsbarriere for aktører som ikke betaler CO₂-avgift, eller ikke er etablert i dag.

8.10 Statlig eierskap

I kapittel 8.3 til 8.9 har vi drøftet hvordan staten kan påvirke utviklingen i ønsket retning gjennom regulering

og virkemiddelbruk rettet mot markedsaktører. Et alternativ vil være at staten selv utfører oppgavene gjennom direkte eierskap til i bedrifter, eller at staten investerer i selskaper som bidrar til ønsket utvikling gjennom egenkapitalvirkemidler.

I forbindelse med fremleggelse av tilleggsmeldingen om energipolitikk ble det varslet at det skulle vurderes hvordan staten kunne bidra til å bygge opp en sammenhengende verdikjede for hydrogen og at statlig eierskap skulle vurderes som mulig tiltak. En eventuell etablering av et hydrogenselskap skulle vurderes opp mot statens begrunnelser for statlig eierskap og øvrige aktuelle tiltak.

I kapittel 7.2.7 har vi beskrevet ulike begrunnelser for statlig eierskap, slik de er gitt i eierskapsmeldingen. Utgangspunktet for analysen her vil være at det statlige eierskapet har som formål å bidra til tilrettelegging for bærekraftig omstilling og økt verdiskaping, eller for å utvikle infrastruktur innenfor verdikjedene. Man kunne også tenke seg at formålet var knyttet til kontroll på energi- og naturressurser. Vår vurdering er at dette hensynet er mindre relevant ettersom hydrogen ikke er en grunnrentenæring, og innebærer en videreføring av fornybar kraft og gassressurser som allerede i hovedsak er under statlig kontroll. Vi kan heller ikke se at det er tungtveiende strategiske hensyn, som for eksempel et ønske om kontroll på spesifikk teknologi eller tydelige beredskapsmessige eller sikkerhetspolitiske hensyn knyttet til å ha statlig kontroll på produksjon og distribusjon av hydrogen. Hydrogen er foreløpig ikke en kritisk innsatsfaktor i større deler av næringslivet eller for opprettholdelse av viktige samfunnsfunksjoner.

Spørsmålet vi stiller oss er altså om statlig eierskap er et effektivt virkemiddel for å oppnå formålene om bærekraftig omstilling og økt verdiskaping eller for å utvikle infrastruktur innenfor verdikjedene, sammenlignet med andre virkemidler. Dersom myndighetene har andre begrunnelser for å vurdere statlig eierskap – for eksempel knyttet til samfunnsikkerhet og beredskap i en ny geopolitisk situasjon, eller fremover i tid med større utbredelse og avhengighet av bruk, vil vurderingen kunne være annerledes.

Statlig eierskap kan ta ulike former og virkningene av eierskapet vil være svært forskjellige avhengig av innretning. Som beskrevet i kapittel 7.2.7 skilles det mellom selskaper som har et sektorpolitisk formål og selskaper som opererer på kommersielle vilkår i konkurranse med private. Til slutt kan staten også eie indirekte gjennom egenkapitalvirkemidler, som har kommersielle formål, men som gjerne har enkelte bindinger på hvordan midlene skal investeres. Vi diskuterer hvordan de tre formene for statlig eierskap

potensielt kan benyttes innenfor hydrogen-verdikjedene i det følgende.

Kommersielle selskap

Staten har i dag et kommersielt eierskap i flere store virksomheter som allerede har en posisjon i verdikjedene for hydrogen – enten som leverandører av viktige innsatsfaktorer til hydrogenproduksjon, eller som viktige potensielle brukere. Dette gjelder for eksempel selskaper som Hydro, Yara, Equinor og Statkraft. Disse selskapene har også konkrete prosjektplaner for faktisk produksjon eller bruk av hydrogen eller hydrogenderivater.

Selskapene som nevnt over er betydelige aktører innen energiproduksjon og industri og sitter på viktige ressurser og kompetanse som kan være relevant for utvikling av prosjekter innenfor hydrogenverdikjeden. Så lenge disse selskapene går inn i hydrogenproduksjon med kommersielle formål og er konkurransedyktige i markedet, vil disse kunne bidra til effektiv utvikling av prosjekter. Dersom disse aktørene også har fortrinn som følge av høyere kompetanse, bedre informasjon eller tilgang til andre kritiske ressurser, eller mulige synergieffekter med annen virksomhet, vil deres deltakelse i markedet redusere totale kostnader knyttet til utvikling av næringen. Det bør derfor være åpning for at disse selskapene, som er helt eller delvis offentlig eid, deltar i markedet. Det innebærer at selskapene har et mandat som åpner for slik virksomhet og at selskapet tilføres/beholder tilstrekkelig egenkapital til å investere i prosjekter.

De etablerte selskapenes deltakelse i markedet kan altså stille viktig kompetanse og ressurser til disposisjon for hydrogenverdikjedene. Ettersom selskapene driver på kommersielle vilkår vil det imidlertid ikke ha virkning som en subsidie eller en støtte til hydrogenverdikjedene utover dette.

Det er også en mulig for staten å opprette et nytt statlig selskap som skal drive med hydrogenvirksomhet på kommersielle vilkår. Det er imidlertid vanskelig å se at et slikt nytt selskap raskt nok kan tilegne seg den kompetansen som allerede finnes i eksisterende selskaper, og blir konkurransedyktige i markedet. I tillegg til de etablerte statlige aktørene er det også mange private aktører som har produksjonsplaner eller andre forretningsmodeller innenfor hydrogenverdikjedene. Dermed synes det heller ikke å være behov for å opprette kommersielle selskap for å sikre konkurranse for å fremskynde utviklingen av hydrogenverdikjeder. Opprettelse av et nytt selskap vil også innebære høyere kostnader, og sannsynligvis medføre økt tidsbruk for å realisere prosjekter enn dersom etablerte selskaper med en posisjon i verdikjedene velger å utnytte denne.

Opprettelsen av et nytt statlig kommersielt hydrogen-selskap vil kunne føre til at staten taper den investerte egenkapitalen dersom selskapet ikke oppnår konkurranseevne. Dersom selskapet lykkes i å etablere seg kan det ha skjedd på bekostning av private selskaper (crowding-out), gjennom konkurranse om viktige innsatsfaktorer og markedsgrunnlag. Med mindre den statlige aktøren har noen naturlige unike fortrinn som kan utnyttes, eller det er forventet at etableringen utløser nettverkseffekter som gjør etablering enklere for neste aktør, vil virkningen av en slik etablering dermed ha liten effekt på målet om etablering av en verdikjede for hydrogen. Når det gjelder nettverkseffekter er det vanskelig å se at et statlig kommersielt selskap vil ha andre prioriteringer enn en privat aktør i det samme markedet. Dersom private aktører vegrer seg for tidlige investeringer vil også en kommersiell aktør eid av staten gjøre det.

Sektorpolitiske selskap

Sektorpolitiske selskap driver ikke på kommersielle vilkår, men har som formål å på mest mulig bærekraftig og effektiv måte oppfylle sektorpolitiske mål, jf. kapittel 7.2.7. Staten er gjennom ulike statlige selskap eier eller medeier i ulike type infrastruktur. Eksempler på dette er de tre infrastrukturaktørene Gassco, Avinor og BaneNor, der eierskapet har viktige sektorpolitiske begrunnelser. Disse vil naturlig ha en rolle i utbygging og drift av infrastruktur for anvendelse av hydrogen innenfor jernbane, flytrafikk og for eksportformål.

Statlig eierskap er et relativt vanlig virkemiddel for å løse koordineringsutfordringer, nettverkseffekter, og naturlige monopoler knyttet til infrastruktur. Gjennom eierskapet er det mulig å sikre tidlige investeringer, en effektiv utbygging og utnyttelse av infrastruktur og objektive og rimelige vilkår for tilgang til denne (sikre markedsadgang). Ved oppbygging av hydrogenverdikjeder synes det hensiktsmessig at virksomheter som Gassco, Avinor og Bane NOR benyttes aktivt i arbeidet med å tilrettelegge for nødvendig infrastruktur innen sine sektorer.

I tillegg til eksisterende infrastrukturelskap kunne man tenke seg at staten etablerte et nytt hydrogenselskap med sektorpolitiske formål. Et slikt selskap kunne tatt flere former. Det kunne vært (i) et infrastrukturelskap innenfor de sektorene hvor dette i dag mangler, for eksempel innenfor maritim og landbasert transport, det kunne vært (ii) et selskap som formidlet hydrogen gjennom kjøp og salg av kontrakter, eller det kunne være (iii) en statlig hydrogenprodusent.

Gjennom et heleid selskap har staten både fullt ansvar og samtidig direkte styring og kontroll over den virksomheten som skal drives. I sektorpolitiske selskap er det også mulig å gi føringer for virksomheten som ikke nødvendigvis gir grunnlag for

bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Etablering av sektorpolitiske selskap som ikke må drive lønnsomt vil ha helt andre virkninger på hydrogenverdikjeder enn bruk av kommersielle selskap. Dersom virksomheten er fullfinansiert av det offentlige vil alle kostnader og all risiko knyttet til virksomheten legges på staten, og samtidig vil staten også ha hele den potensielle oppsiden (unntatt eventuelle positive eksternaliteter).

I dette tilfellet ser vi for oss at det statlige selskapet forventningsvis sitter igjen med en negativ fortjeneste – enten ved at (i) infrastrukturen ikke fullt ut lar seg finansiere av markedsaktørene, ved at (ii) formidleren av hydrogen betaler mer for kjøp enn den får betalt, eller at (iii) salg av hydrogen skjer til en lavere pris enn produksjonskostnaden, så lenge karbonprisene ikke blir høye nok til å sikre lønnsomhet for hydrogen relativt til det fossile alternativet.

Et **statlig infrastrukturselskap** kunne være opprettet for å bidra til utvikling av infrastruktur for eksempel innenfor veitransport eller maritim transport. Når det gjelder veitransport er potensialet for bruk av hydrogen relativt lavt på kort sikt og svært usikkert, med særlig direkte elektrifisering og til dels biodrivstoff som viktige alternativer. I maritim sektor er det stort potensial for bruk av hydrogen og hydrogenderivater, men samtidig svært usikkert hvilke løsninger som vil tas i bruk. De ulike drivstoffene trenger ulike infrastrukturer. I maritim sektor er det også et stykke frem før nødvendige standarder er på plass og hydrogen vil tas i bruk i større omfang, og det vil blant annet være behov for å utvikle standarder.

Vår vurdering er derfor at et statlig selskap som investerer og delfinansierer infrastruktur i disse sektorene, ikke vil være et treffende eller effektivt virkemiddel på dette tidspunkt. Dette kan føre til overinvestering og feilinvesteringer i infrastruktur. I maritim sektor er det også naturlig at havnene vil ha en viktig rolle i utvikling av infrastruktur på sikt. Innenfor landtransport kan utviklingen av infrastruktur potensielt også skje ved at større private aktører velger hydrogen som teknologi. Dagens støtteordninger der infrastruktur kan få støtte sammen med innkjøp av for eksempel hydrogenlastebiler vil da være et viktig virkemiddel. På noe sikt, når bruk av hydrogen er mer modent i de aktuelle sektorene, kan det bli aktuelt å vurdere behovet for sterkere virkemiddelbruk knyttet til utvikling av infrastruktur. Sannsynligvis vil andre tiltak enn statlige infrastrukturselskap kunne gi en mer effektiv og markedsdrevet utvikling.

En **statlig hydrogenprodusent** vil kunne bidra til utvikling av hydrogenverdikjeder gjennom å tilby markedet et sikkert volum av hydrogen til subsidierte priser. Dette vil kunne bidra til utvikling på bruksiden. Virkemiddelet vil ha mange av de samme

virkningene som differansekontrakter, der staten også dekker differansen mellom kundenes betalingsvilje og de totale forventede kostnadene for produksjon av hydrogen. Statlig eierskap gir sikre investeringer i hydrogenproduksjon, men staten vil også bære all risiko – ikke bare knyttet til utvikling i hydrogenprisen, men også knyttet til investeringsfasen og i drift. Ved en differansekontrakt vil staten heller kompensere private aktører for å bære denne risikoen gjennom utbetalingen av støtte gjennom levetiden (differansen mellom kundenes betalingsvilje og produksjonskostnad/tilslagspris i kontraktene).

Denne type statlig eierskap vil pålegge staten en betydelig og relativt langsiktig og usikker finansieringsforpliktelse som vil påvirke budsjettene negativt frem til selskapet eventuelt oppnår lønnsomhet, eller staten velger å trekke seg ut/selge virksomheten. Sammenlignet med differansekontrakter vil staten ha en mer usikker finansieringsforpliktelse (også risiko for investering, drift, kundeforhold), men en mulighet til å skalere ned virksomheten eller trekke seg helt ut gjennom nedleggelse eller salg.

Opprettelse av en statlig hydrogenprodusent vil kunne være å foretrekke over differansekontrakter dersom det er grunn til å tro at staten er bedre egnet til å bære den ekstra risikoen knyttet til drift, kundeforhold med mer enn private aktører. Etter vår vurdering er det vanskelig å se hvorfor et nyopprettet statlig selskap skal ha noe fortrinn overfor private aktører i dette. Dersom det er villighet til å bruke sterke virkemidler for å fremme hydrogenproduksjon i Norge mener vi derfor at differansekontrakter vil være et mer effektivt virkemiddel enn opprettelse av en statlig hydrogenprodusent.

Ved opprettelse av en **statlig hydrogenformidler** kan formålet være å bidra til opprettelse av et marked gjennom å fungere som motpart til produsenter og kjøpere som ønsker å selge eller kjøpe hydrogen. I praksis vil det innebære at det statlige selskapet gjennom kjøp og salg dekker differansen mellom selgernes produksjonskostnader og kjøpernes betalingsvilje for hydrogenet. I tillegg til prisrisikoen tar det statlige selskapet også på seg kostnadene og risikoen ved formidlingen av hydrogenet. Et slikt selskap kan bidra til økt effektivitet dersom dette bidrar til mer effektiv koordinering av selger- og kjøpersiden i markedet enn private formidlere av hydrogen.

Private alternativer til denne funksjonen vil for eksempel være produsenter av hydrogen som er tildelt differansekontrakter for differansen mellom produksjonskostnadene og betalingsviljen til kundene som produsenten har inngått kontrakter med. Vår vurdering er at private aktører innenfor hydrogenproduksjon sannsynligvis vil ha bedre

informasjon og rette incentiver til å ivareta denne funksjonen på en mer effektiv måte enn en statlig hydrogenformidler. Også i dette tilfellet mener vi derfor at differansekontrakter til private hydrogenaktører er et mer effektivt virkemiddel.

Bruk av egenkapitalvirkemidler

Tilførsel av kapital gjennom egenkapitalvirkemidler kan i noen tilfeller være et hensiktsmessig virkemiddel for å skape mer effektive kapitalmarkeder. Gjennom å benytte egenkapitalvirkemidler kan staten oppnå å øke mengden tilgjengelig kapital for bedrifter, bygge opp investorkompetanse i Norge, og sørge for at det opprettholdes et minimum av investeringsaktivitet dersom utenlandske og private investorer ser mot andre markeder enn Norge.

Egenkapitalvirkemidlene kan være rent kommersielle eller de kan ha elementer av subsidier. Subsiderte virkemidler må notifiseres, eller organiseres innenfor rammen av allerede notifiserte virkemidler. Tidligere evalueringer viser at dersom staten ønsker å nå andre mål enn kommersielle mål, bør ordninger med subsidielementer benyttes (Oslo Economics, 2022). Begrunnelsen for dette er at det kan oppstå målkonflikter mellom målet om høy avkastning og andre sektorpolitiske mål.

Erfaringer viser at dersom staten øremerker den investerte kapitalen til spesifikke sektorer eller teknologier så kan dette få store kostnader for virkemiddelet og for samfunnet. Kostnaden kan både oppstå på grunn av realiserte tap på gjennomførte investeringer innen den øremerkede sektoren, men også tap av alternativavkastning ved mer lønnsomme investeringer i andre sektorer. Det kan også oppstå samfunnsøkonomiske tap ved at investeringer styres mot en sektor hvor det ikke i utgangspunktet er lønnsomt å investere vil forstyrre markedet, fordi både arbeidskraft og eierkompetanse vil trekkes mot bedrifter som ikke er levedyktige på kommersielle vilkår. Oslo Economics evaluering av Investinor (2022) peker på at autonomi for forvalterne i egenkapitalvirkemiddelet til å gjøre hensiktsmessige investeringer uten politiske føringer er viktig for å oppnå både kommersiell og samfunnsøkonomisk lønnsomhet.

Basert på dette er det derfor ikke tilrådelig å gi et av egenkapitalvirkemidlene øremerkede midler til å investere i oppstartsbedrifter i hydrogenverdikjedene. Økt egenkapital til statlige egenkapitalvirkemidler (for eksempel Nysnø eller Investinor) vil imidlertid indirekte kunne komme oppstartsselskaper i hydrogenverdikjedene til gode gjennom mer tilgjengelig risikokapital, mer konkurranse mellom investorer og bedre fungerende kapitalmarkeder.

8.11 Oppfølging av prosesser for regelverksutforming og standardisering

Tidligere i kapittelet har vi tatt for oss virkemidler som skal korrigere for markedssvikt og gjennom dette styrke oppnåelse av mål om etablering av en verdikjede for hydrogen. Innenfor en del anvendelsesområder er det imidlertid også barrierer knyttet til at det ikke finnes standarder verken for kvaliteten på hydrogen eller hydrogen-derivater som kan anvendes til ulike formål, eller for sikkerhet og rutiner ved lagring, distribusjon, bunkring med mer.

Vår forståelse er at mangel på standarder og regelverk utgjør en betydelig barriere for å ta teknologiene i bruk og etablere helhetlige verdikjeder. På noen områder er det også tekniske utfordringer som fremdeles ikke er løst eller tilstrekkelig testet til at det kan utarbeides standarder. Det er også usikkerhet rundt tolkning av eksisterende lovverk. For eksempel innenfor maritim sektor vil det være behov for å løse slike utfordringer og få på plass nødvendige standarder før det er modent for større investeringer i infrastruktur og skip som benytter hydrogen eller hydrogenderivater som fremdriftsmiddel.

Utvikling av standarder og regulering av kvaliteten på hydrogen, samt sikkerhet knyttet til bruk, oppbevaring og transport av hydrogen, vil kunne fremskynde utviklingen og investeringen i hydrogenbaserte løsninger. Gjennom å fjerne de regulatoriske barrierene for bruk av hydrogen vil man relativt treffsikkert kunne fremme utvikling av verdikjeder for hydrogen og på denne måten bidra til målet. Slike tiltak vil trolig ikke være tilstrekkelige for måloppnåelse i seg selv, men være et nødvendig førstesteg i prosessen.

Standardiseringsarbeidene avhenger av sektor og anvendelsesområde, men foregår i stor grad i internasjonale fora og prosesser der også norske myndigheter og bransjeaktører deltar som International maritime Organization (IMO). Det er usikkert i hvilken grad Norge kan påvirke tempoet eller retning i disse prosessene. Imidlertid er det klart at etablering av hydrogenverdikjeder krever at slike standarder og regelverk er på plass.

Relevante norske myndigheter, bransjeorganisasjoner og bransjeaktører må følge de internasjonale prosessene for regelverksutvikling og standardiseringsarbeid, og fremme ivaretagelse av norske interesser. Det vil være viktig å sikre tilstrekkelig prioritering og ressurser til dette arbeidet, både hos myndigheter og til at næring kan bidra med ekspertise inn. Det bør være særlig oppmerksomhet

rettet mot områder der norske interesser kan avvike fra interesser ellers, for eksempel som følge av ulike naturgitte forhold eller næringsstruktur.

Sannsynligvis vil det meste av dette arbeidet måtte foregå på internasjonalt nivå. Mye av gevinstene knyttet til standardisering er nettopp at retningslinjene og rutinene er harmonisert, også over landegrenser. Det kan imidlertid vurderes om det er enkeltområder hvor det er hensiktsmessig å utvikle nasjonale standarder eller initiere slikt arbeid fra norsk hold. Enten fordi det ikke gjøres på europeisk eller internasjonalt nivå, fordi prosessene går for tregt og det er behov for midlertidig regelverk for å oppnå utvikling i Norge, eller for å fremme norske løsninger inn i internasjonale prosesser. Dette kan for eksempel vurderes dersom manglende regelverk står i veien for innenlands bruk av hydrogen og -derivater innenfor enkelte sektorer, med tilhørende transport og lagring.

I den grad det er ønskelig med ekstra innsats for å få på plass nødvendige standarder nasjonalt, kan det være behov for offentlig koordinering og eventuelt også finansiering av arbeidet. Etter vår forståelse er det for eksempel ikke mulig å få støtte til denne type arbeid gjennom dagens virkemiddelapparat.

8.12 Sikre tilgang på viktige innsatsfaktorer inkludert kompetent arbeidskraft

Utover tiltakene som skal korrigere for markedssvikt og redusere regulatoriske barrierer, vil også tiltak som bidrar til god tilgang til viktige innsatsfaktorer, kunne bidra til å fremme utviklingen av hydrogenverdikjeder. Vi har tidligere beskrevet hvordan hydrogenverdikjedene vil stå i et konkurranseforhold til andre næringer når det gjelder behovet for fornybar kraft, strømmnett, areal, og også tilgang til kompetent arbeidskraft.

Viktigheten av tilgang til fornybar kraft og kapasitet i nettet er vist flere steder i rapporten. Når det gjelder tilgangen til kapasitet fra transmisjonsnettet er denne for tiden begrenset de fleste steder i landet. Både Strømnettutvalget og Energikommisjonen har pekt på en rekke tiltak som kan fremskynde utviklingen av strømmnett i Norge. Generelt vil alle tiltak som kan bidra til en raskere fremføring av strømmnett være viktig for muligheten til å etablere hydrogenproduksjon, i likhet med muligheten for andre næringer som har behov for kapasitet fra nettet.

Etablering av hydrogenproduksjon vil også kreve tilgang til industriarealer, gjerne samlokalisert med bruker, og med tilgang til vann og elektrisitet, eller naturgass, og annen nødvendig infrastruktur. I hvilken grad det prioriteres egnede arealer til nærings- og

industriformål, og effektiviteten i planprosessene, vil derfor også ha betydning for utvikling av hydrogenverdikjeder. Dette vil også innebære prioritering av nærings- og industriformålene opp mot kostnadene dette vil ha for natur, miljø og alternativ anvendelse av arealene.

Oslo Economics (2022) har tidligere utredet behovet for kunnskap og kompetanse i åtte grønne verdikjeder, inkludert verdikjedene for hydrogen og flere av verdikjedene der hydrogen vil være en viktig del av klimaløsningen. I studien peker vi på at utviklingen og omstillingen i disse næringene gir et generelt økt behov for ulike typer tekniske fagarbeidere og ingeniører, og sivilingeniører og doktorgrader innenfor spesifikke teknologier. Dette er yrkesgrupper hvor det allerede i dag er mangel på arbeidskraft (Oslo Economics, 2022).

Tiltak som kan bidra til å øke tilgangen på kompetent personell vil kunne legges til rette for etablering av verdikjeder for hydrogen. Behovet kan dekkes gjennom en kombinasjon av helt nye kandidater fra utdanningssystemet, etter- og videreutdanning for nåværende sysselsatte og arbeidskraften som overføres fra andre næringer, eller arbeidsinnvandring. Eksempler på tiltak vil være å styrke etterutdanningstilbudet til personer med relevant erfaring fra andre sektorer, eller også mulighet for realkompetansevurdering for arbeidstakere som har viktig kompetanse fra et langt arbeidsliv som ikke nødvendigvis er formalisert eller dokumentert. Generelt vil også utvikling av tilpassede fagbrev og studieløp i dialog mellom næringsliv, academia, myndigheter og institusjonene.

Mulighetene for å få tilført kandidater fra andre næringer vil også avhenge av konjunkturer og utvikling innenfor andre næringer som sysselsetter personell med relevant kompetanse. Dette understreker også behovet for prioritering av satsinger og for tilpasning til forholdene i arbeidsmarkedet, for å unngå for stort press på yrkesgrupper som det allerede er stor mangel på.

8.13 Anbefaling om virkemidler

For å fremme utviklingen av hydrogenverdikjeder i Norge anbefaler vi i første omgang å benytte virkemidler som fremmer markeder for klimateknologi og utvikling av grønne verdikjeder generelt. Dette inkluderer å utforske mulighetsrommet for økte og mer omfattende CO₂-avgifter og støtte og tilrettelegging for utbygging av fornybar kraftproduksjon som havvind.

Det vil også være behov for virkemidler spesifikt rettet mot hydrogen. Det er behov for fortsatt støtte til forskning og teknologiutvikling innenfor flere deler av

verdikjedene, og når modne teknologier skal settes sammen i nye verdikjeder. I dag er det viktige barrierer knyttet til manglende regelverk for distribusjon, lagring og bruk av hydrogen, og det bør vurderes en styrket innsats på nødvendig standardiseringsarbeid. På kort sikt fremstår dette som en viktigere barriere enn manglende infrastruktur. På noe lenger sikt kan det være behov for å vurdere styrket offentlig virkemiddelbruk for utvikling av infrastruktur, innenfor maritim sektor og potensielt også innenfor landtransport, også avhengig av utviklingen i EU og internasjonalt.

For en ytterligere akselerering av utviklingen av hydrogenverdikjeder kan det være behov for innføring av en produksjons- eller driftsstøtte som kompenserer for forskjellen mellom kostnader ved bruk av hydrogen relativt til fossile alternativer. Støtten kan for eksempel gis i form av differansekontrakter til grønn hydrogenproduksjon. En slik støtteordning vil imidlertid også innebære store kostnader for skattebetalerne og risiko for ineffektiv ressursbruk. Virkemiddelet sikrer i utgangspunktet lønnsomhet uavhengig av næringens produktivitet. Dette fordrer tydelige prioriteringer av satsingen, også opp mot andre næringer som har behov for tilsvarende innsatsfaktorer. Dersom det gis støtte til en rekke næringer som alle er avhengig av de samme innsatsfaktorene, vil støtten kun utløse økte kostnader, også i form av vedvarende høye strømpriser for forbrukerne.

Det er også mulig å ikke innføre nye virkemidler rettet mot hydrogen. Dette vil antagelig gjøre veien frem til velfungerende hydrogenverdikjeder i Norge lenger. Det er ikke opplagt at dette får stor betydning for globale klimagassutslipp og globale klimamål, da andre land som USA har innrettet kraftfulle virkemidler som antagelig vil medføre rask og tidlig etablering av hydrogen-verdikjeder der. EU synes også å bevege seg mot sterkere virkemidler, for å møte konkurransen fra USA. Norge kan nyte godt av andre lands virkemidler gjennom import av subsidiert hydrogen eller hydrogenderivater, samtidig som Norge kan selge gass og i begrenset grad elektrisitet til land som produserer hydrogen.

Motsatsen til at Norge og det globale klimaet nyter godt av andre lands virkemiddelbruk, er at Norge selv innretter virkemidler mot produksjon av hydrogen til bruk i utlandet. Dette vil for eksempel kunne skje ved støtte til produksjon av hydrogen for eksport, enten i form av ulike former for driftsstøtte eller statlige bidrag til infrastruktur. En slik satsing vil medføre at Norge subsidierer andre lands energibruk og klimatiltak. Dette kan være hensiktsmessig, gitt at klimaproblemene er globale, men det kan også finnes mer effektive tiltak for global reduksjon av klimagassutslipp.

Samtidig er det ikke gitt at virkemidler rettet mot norske hydrogenverdikjeder kun er ment som klimapolitikk, det kan også være mål om næringsutvikling. I en slik politisk kontekst er det ikke likegyldig hvor i verden det skjer produksjon av hydrogen, og det kan derfor oppstå konkurranse mellom land om å ha de sterkeste virkemidlene. Dersom det er et politisk mål om en mest mulig helhetlig verdikjede for hydrogen innenfor landets grenser, bør virkemiddelbruken rettes inn mot produksjon av hydrogen i Norge som skal benyttes av virksomheter i Norge. Det kan også argumenteres for at enkelte næringer er spesielt viktige for Norge, som for eksempel maritim næring, og at satsingen på hydrogen bør rettes inn mot disse sektorene.

9. Referanser

Airbus, 2021. *Hydrogen An energy carrier to fuel the climate-neutral aviation of tomorrow*. [Internett]

Available at:

https://www.airbus.com/sites/g/files/jlcbta136/files/2021-07/airbus_hydrogen_future_aviation_1P%20%281%29.pdf

[Funnet 15 03 2023].

Alshehri, F. et al., 2019. Modelling and evaluation of PEM hydrogen technologies for frequency ancillary services in future multi-energy sustainable power systems. *Heliyon*, mars.

Anlegg og transport, 2022. *På vei mot utslippsfrie bygge- og anleggsplasser i Oslo*. [Internett]

Available at: <https://www.at.no/anlegg/pa-vei-mot-utslippsfrie-bygge-og-anleggsplasser-i-oslo/635265>

[Funnet 27 03 2023].

AT.no, 2022. *1152 kWh kapasitet til anleggsmaskiner*. [Internett]

Available at: <https://www.at.no/anlegg/1152-kwh-kapasitet-til-anleggsmaskiner/661982>

[Funnet 15 3 2022].

Caretta, M. et al., 2022. *Water. I: Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability*. s.l.:Cambridge University Press, pp. 551-712.

Carvalho, R. et al., 2009. Robustness of Trans-European Gas Networks. *Physical review*. E.

Chander, P. & Muthukrishnan, S., 2015. Green consumerism and pollution control. *Journal of Economic Behavior & Organization*, pp. 27-35.

Christiansen, V., Holtmark, K., Strøm, S. & Vislie, J., 2015. *Effektivitet, fordeling og økonomisk politikk*. 2 red. Oslo: Universitetsforlaget.

CLIMIT, u.d. *Om CLIMIT-programmet*. [Internett]

Available at: <https://climit.no/om-climit/>

[Funnet 12 10 2022].

Departementene, 2019. *Regjeringens handlingsplan for grønn skipsfart*, s.l.: s.n.

Department for Business, Energy and Industrial Strategy, 2022b. *Policy Paper: Contracts for Difference*. [Internett]

Available at:

<https://www.gov.uk/government/publications/contracts-for-difference/contract-for-difference>

[Funnet 20 Januar 2023].

Department for Business, Energy and Industrial Strategy, 2022. *Hydrogen Strategy update to the*

market: December 2022. [Internett]

Available at:

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1123751/hydrogen-strategy-update-to-the-market-december-2022.pdf

[Funnet 18 Januar 2023].

Department for Transport, 2018. *Renewable Transport Fuel Obligation statistics: Notes and Definitions*.

[Internett]

Available at:

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/752990/notes-and-definitions.pdf

[Funnet 20 Januar 2023].

DFØ, 2023. *Klima og miljø spørsmål*. [Internett]

Available at: <https://anskaffelser.no/sporsmal/klima-og-miljo-sporsmal>

[Funnet 20 01 2023].

DNV GL, 2019. *Produksjon og bruk av hydrogen i Norge*, s.l.: DNV GL.

DNV, 2019. *Fylkeskommunale ferjeandbud -*

merkestnader for lav- og nullutslippsløsninger, s.l.: s.n.

DNV, 2022. *Energy Transition Outlook 2022*, s.l.: DNV.

Energi og klima, 2022. *Europaparlamentet kan skjerpe utslippskrav for skipsfart – sukker med penger til klimafond*. [Internett]

Available at:

<https://energiogklima.no/nyhet/brussel/europaparlamentet-kan-skjerpe-utslippskrav-for-skipsfart-sukker-med-penger-til-klimafond/>

[Funnet 29 03 2023].

Energi- og miljøkomiteen, 2022. *Innst. 274 S (2021–2022)*. [Internett]

Available at: <https://www.stortinget.no/no/Saker-og-publikasjoner/Publikasjoner/Innstillinger/Stortinget/2021-2022/inns-202122-274s/?all=true>

[Funnet 1 3 2022].

Enova, 2022a. *Hydrogen*. [Internett]

Available at:

<https://www.enova.no/bedrift/hydrogen/>

[Funnet 18 01 2023].

Enova, 2022b. *Kartlegging av interesse for deltakelse i IPCEI Hydrogen*, s.l.: Enova.

Enova, 2022c. *ESA godkjenner Enovas støtte til to IPCEI-hydrogenprosjekter*. [Internett]

Available at:

<https://kommunikasjon.ntb.no/pressemelding/esa-godkjenner-enovas-stotte-til-to-ipcei-hydrogenprosjekter?publisherId=17848299&releaseI>

d=17941855

[Funnet 19 01 2023].

Enova, 2022d. *Hydrogenkjøretøy og fyllestasjoner*.

[Internett]

Available at:

[enova.no/bedrift/landtransport/hydrogenkjoretoy-og-fyllestasjoner/](https://www.enova.no/bedrift/landtransport/hydrogenkjoretoy-og-fyllestasjoner/)

[Funnet 05 05 2023].

Enova, 2023. *EUs Innovasjonsfond*. [Internett]

Available at:

<https://www.enova.no/bedrift/europeiske-stotteordninger-for-klimateknologi/eus-innovasjonsfond/>

[Funnet 03 02 2023].

Enova, u.d. *EUs Innovasjonsfond*. [Internett]

Available at:

<https://www.enova.no/bedrift/europeiske-stotteordninger-for-klimateknologi/eus-innovasjonsfond/>

[Funnet 14 11 2022].

Enova, u.d. *Programkriterier for Energi- og klimatiltak i landtransport*. [Internett]

Available at:

<https://www.enova.no/bedrift/landtransport/utslippsfri-anleggsmaskiner-og-hydrogenkjoretoy/>

Equinor, u.d. *Karbonfangst, -utnyttelse og -lagring*.

[Internett]

Available at:

<https://www.equinor.com/no/energi/karbonfangst-utnyttelse-og-lagring>

[Funnet 19 01 2023].

EU, 2020. *Guidelines on certain State aid measures in the context of the system for greenhouse gas emission*.

[Internett]

Available at: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020XC0925\(01\)&from=EN](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020XC0925(01)&from=EN)

europalov, 2021. *Klar for 55: EUs klimapakke 2021*.

[Internett]

Available at:

<https://www.europalov.no/politikkdokument/klar-for-55-eus-klimapakke-2021/id-29286>

[Funnet 05 05 2023].

europalov, 2022a. *Gassmarkedsdirektivet (fjerde) (2021-revisjonsforslag)*. [Internett]

Available at:

<https://www.europalov.no/rettsakt/gassmarkedsdirektivet-fjerde-2021-revisjonsforslag/id-29731>

[Funnet 05 05 2023].

europalov, 2022b. *Gassmarkedsdirektivet (fjerde) (2021-revisjonsforslag)*. [Internett]

Available at:

<https://www.europalov.no/rettsakt/gassmarkedsdirektivet-fjerde-2021-revisjonsforslag/id-29731>

[Funnet 05 05 2023].

europalov, 2022c. *AFI-direktivet om infrastruktur for alternative drivstoff (revisjonsforslag 2021)*. [Internett]

Available at: <https://www.europalov.no/rettsakt/afi-direktivet-om-infrastruktur-for-alternative-drivstoff-revisjonsforslag-2021/id-29285>

[Funnet 05 05 2023].

europalov, 2022d. *Bærekraftig drivstoff til luftfart (RefuelEU)*. [Internett]

Available at:

<https://www.europalov.no/rettsakt/baerekraftig-drivstoff-til-luftfart-refueleu/id-28273>

[Funnet 05 05 2023].

European Comission, 2021b. *Horizon Europe*. [Internett]

Available at: <https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/programmes/horizon>

[Funnet 2022].

European Comission, 2021c. *Commission Delegated Regulation (EU) 2021/1256 of 21 April 2021 amending Delegated Regulation (EU) 2015/35 as regards the integration of sustainability risks in the governance of insurance and reinsurance undertakings (Text with EEA relevance)*, s.l.: Europakommisjonen.

European Comission, 2022. *Guidelines on State aid for climate, environmental protection and energy 2022*. [Internett]

Available at: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_22_566

[Funnet 03 03 2023].

European Comission, 2023. *State aid: Commission adopts Temporary Crisis and Transition Framework to further support transition towards net-zero economy*. [Internett]

Available at:

https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_1563

[Funnet 28 03 2023].

European Commission, 2021b. *Carbon Border Adjustment Mechanism: Questions and Answers*. [Internett]

Available at:

https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_23_1563

[Funnet 17 01 2023].

European Commission, 2021b. *Carbon Border Adjustment Mechanism: Questions and Answers*. [Internett]

Available at:

https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/qanda_21_3661

[Funnet 17 01 2023].

European Commission, 2022a. *European Green Deal: new rules agreed on applying the EU emissions trading system in the aviation sector*. [Internett]

Available at:
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_7609
[Funnet 17 01 2022].

European Commission, 2022b. *Key actions of the EU Hydrogen Strategy*. [Internett]
Available at:
https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/key-actions-eu-hydrogen-strategy_en
[Funnet 05 05 2023].

European Commission, 2022c. *Key actions of the EU Hydrogen Strategy*. [Internett]
Available at:
https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-systems-integration/hydrogen/key-actions-eu-hydrogen-strategy_en
[Funnet 19 01 2023].

European Commission, 2022d. *Commission invests €3 billion in innovative clean tech projects to deliver on REPowerEU and accelerate Europe's energy independence from Russian fossil fuels*. [Internett]
Available at:
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_22_6489
[Funnet 19 01 2023].

European Commission, 2022e. *Keynote speech EVP Timmermans at EU Hydrogen Week 2022*. [Internett]
Available at:
https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/SPEECH_22_6396
[Funnet 19 01 2023].

European Commission, 2023a. *Competitive bidding*. [Internett]
Available at: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund/competitive-bidding_en
[Funnet 05 05 2023].

European Commission, 2023b. *COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS on the European Hydrogen Ban*. [Internett]
Available at: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52023DC0156&qid=1682349760946>
[Funnet 05 05 2023].

European Commission, u.d. *Innovation Fund*. [Internett]
Available at: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/funding-climate-action/innovation-fund_en
[Funnet 14 11 2022].

European Commission, u.d. *The Clean Hydrogen Partnership*. [Internett]
Available at: https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/strategy/hydrogen/funding-guide/eu-programmes-funds/horizon-europe_en
[Funnet 19 01 2023].

European Council, 2022a. *Fit for 55': Council and Parliament reach provisional deal on EU emissions trading system and the Social Climate Fund*. [Internett]
Available at:
https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/12/18/fit-for-55-council-and-parliament-reach-provisional-deal-on-eu-emissions-trading-system-and-the-social-climate-fund/?utm_source=dsms-auto&utm_medium=email&utm_campaign=%27Fit+for+55%27%3a+
[Funnet 17 01 2022].

European Council, 2022b. *EU climate action: provisional agreement reached on Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)*. [Internett]
Available at:
<https://www.consilium.europa.eu/en/press/press-releases/2022/12/13/eu-climate-action-provisional-agreement-reached-on-carbon-border-adjustment-mechanism-cbam/>
[Funnet 17 01 2023].

European Parliament, 2022. *Revision of the EU emission trading system (ETS)*. [Internett]
Available at:
<https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/package-fit-for-55/file-revision-of-the-eu-emission-trading-system-ets>
[Funnet 17 01 2022].

Faye, P., 2022. 'Green steel' premiums to become commonplace within the next decade. *Fastmarkets*.

Finansdepartementet, 2016. *Utdragningsinstruks*. [Internett]
Available at:
<https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/instruks-om-utredning-av-statlige-tiltak-utdragningsinstruks/id2476518/>
[Funnet 13 22 2023].

Finansdepartementet, 2022a. *Karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser*. [Internett]
Available at:
<https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/statlig-okonomistyring/karbonprisbaner-for-bruk-i-samfunnsokonomiske-analyser/id2878113/>
[Funnet 31 01 2023].

Finansdepartementet, 2022b. *Nasjonalbudsjettet 2023*, s.l.: s.n.

Finansdepartementet, 2022c. *Taksonomien for bærekraftig økonomisk aktivitet*. [Internett]

Available at:

<https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/finansmarkedene/taksonomien-for-barekraftig-okonomisk-aktivitet/id2924859/>
[Funnet 18 01 2023].

Forskningsrådet, 2019. *Vedtekter*. [Internett]

Available at: <https://www.forskningsradet.no/om-forskningsradet/oppgaver-organisering/vedtekter/>
[Funnet 23 05 2022].

Forskningsrådet, 2020a. *Fakta om Horisont Europa*. [Internett]

Available at:

<https://www.forskningsradet.no/horisont-europa/fakta/>
[Funnet 16 06 2022].

Forskningsrådet, 2020b. *Forskningsrådets hydrogensatsning*. [Internett]

Available at:

<https://www.forskningsradet.no/utlysninger/hydrogen-satsing-2021/>
[Funnet 19 Januar 2023].

Forskningsrådet, 2021a. *Marked og politikk sentralt i maritim omstilling*. [Internett]

Available at: <https://www.forskningsradet.no/sok-om-finansiering/hvem-kan-soke-om-finansiering/forskningsorganisasjoner/Prosjekter-forskningsorganisasjoner/marked-og-politikk-sentralt-i-maritim-omstilling/>
[Funnet 17 01 2023].

Forskningsrådet, 2021b. *Investeringsplanen for Energi, transport og lavutslipp*. [Internett]

Available at: <https://www.forskningsradet.no/om-forskningsradet/portefoljer/energi-transport-og-lavutslipp/portefoljeplanen-for-energi-transport-og-lavutslipp/investeringsmal/>
[Funnet 18 Januar 2023].

Forskningsrådet, 2022a. *Norwegian centre for hydrogen value chain research*. [Internett]

Available at:

<https://prosjektbanken.forskningsradet.no/project/FORISS/333151?Kilde=FORISS&distribution=Ar&chart=bar&calcType=funding&Sprak=no&sortBy=date&sortOrder=desc&resultCount=30&offset=0&ProgAkt.3=F+METEKN-FME+-+teknologi>
[Funnet 19 Januar 2023].

Forskningsrådet, 2022b. *HYDROGENi- Norwegian centre for hydrogen and ammonia research and innovation*. [Internett]

Available at:

[https://prosjektbanken.forskningsradet.no/project/FORISS/333118?Kilde=FORISS&distribution=Ar&chart=](https://prosjektbanken.forskningsradet.no/project/FORISS/333118?Kilde=FORISS&distribution=Ar&chart=bar&calcType=funding&Sprak=no&sortBy=date&sortOrder=desc&resultCount=30&offset=0&ProgAkt.3=F+METEKN-FME+-+teknologi)

[bar&calcType=funding&Sprak=no&sortBy=date&sortOrder=desc&resultCount=30&offset=0&ProgAkt.3=F+METEKN-FME+-+teknologi&source=FORISS&projectId=333151&Ar=2022](https://prosjektbanken.forskningsradet.no/project/FORISS/333151?Kilde=FORISS&distribution=Ar&chart=bar&calcType=funding&Sprak=no&sortBy=date&sortOrder=desc&resultCount=30&offset=0&ProgAkt.3=F+METEKN-FME+-+teknologi&source=FORISS&projectId=333151&Ar=2022)

[Funnet 19 Januar 2023].

Forskningsrådet, 2022c. *Innspill til nytt norsk veikart for forskningsinfrastruktur*. [Internett]

Available at:

https://www.forskningsradet.no/contentassets/09e2b4fd644e4e5bb59244d9a3cbf06f/energi_innspill.pdf
[Funnet 19 Januar 2023].

Forskningsrådet, 2022d. *Innovasjonsprosjekt i næringslivet 2022*. [Internett]

Available at:

<https://www.forskningsradet.no/utlysninger/2022/innovasjonsprosjekt-i-naringslivet/#sub68703>
[Funnet 19 Januar 2023].

Forskningsrådet, 2022e. *1 milliard kroner til elleve store grønne omstillingsprosjekter*. [Internett]

Available at:

<https://www.forskningsradet.no/nyheter/2021/1-milliard-kroner-til-11-store-gronne-omstillingsprosjekter/>
[Funnet 18 01 2023].

Fæhn, T. et al., 2020. *Abating greenhouse gases in the Norwegian non-ETS sector by 50 per cent by 2030*, s.l.: SSB-rapport 2020/23.

Gas Infrastructure Europe, 2022. *GIE Narrative on the Hydrogen and Gas Market Decarbonisation Package*, s.l.: s.n.

Grimsrud, K., Lindhjem, H. & Bruvoll, A., 2021. Øremerking kan styrke aksepten for klimaavgifter. *Samfunnsøkonomen*, pp. 64-80.

Grønn luftfart, 2022. *Grønn luftfart*. [Internett]

Available at: <https://gronnluftfart.no/>
[Funnet 15 Februar 2023].

Grønt Skipfartsprogram, 2022a. *Verdens mest effektive og miljøvennlige skipsfart*. [Internett]

Available at: <https://grontskipfartsprogram.no/om-gront-skipfartsprogram/>
[Funnet 19 Januar 2023].

Grønt Skipfartsprogram, 2022b. *Havgående tråler med ammoniakk som drivstoff*. [Internett]

Available at:

<https://grontskipfartsprogram.no/pilotprosjekt/havgaaende-traler-med-ammoniakk-som-drivstoff/>
[Funnet 1 Januar 2023].

Grønt Skipsfartsprogram, 2021. *Veidekke vil ha to nye, hydrogendrevne skip*. [Internett]

Available at:

<https://grontskipsfartsprogram.no/nyhet/veidekke-vil-ha-to-nye-hydrogendrevne-skip/>
[Funnet 19 Januar 2023].

Gusain, D., Cvetković, M., Bentvelsen, R. & Palensky, P., 2020. Technical Assessment of Large Scale PEM Electrolyzers as Flexibility Service Providers. 2020 IEEE 29th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE), pp. 1074-1078.

Helseth, A., Mo, B., Henden, A. L. & Warland, G., 2018. Detailed long-term hydro-thermal scheduling for expansion planning in the Nordic power system. IET Generation, Transmission & Distribution, januar, Issue 12/2, pp. 441-447.

ICCT, 2022. International Council on Clean Transportation. [Internett]
Available at: <https://theicct.org/cost-electric-semi-feb22/>
[Funnet 15 03 2023].

IMF, 2022. Chapter 2. Coordination taxation across borders. I: Fiscal monitor: Fiscal Policy from. s.l.:s.n.

Innovasjon Norge, 2020. Finansiering av innovasjonsprosjekter. [Internett]
Available at:
<https://www.innovasjonnorge.no/innovasjonsprosjekt>
[Funnet 27 05 2022].

Innovasjon Norge, 2022a. Om oppdragene. [Internett]
Available at:
<https://www.innovasjonnorge.no/no/om/oppdrag-og-resultater/om-opdragene/>
[Funnet 25 05 2022].

Innovasjon Norge, 2022b. Tilskudd til miljøteknologi. [Internett]
Available at:
<https://www.innovasjonnorge.no/no/tjenester/innovasjon-og-utvikling/finansiering-for-innovasjon-og-utvikling/tilskudd-til-miljoteknologiprojekter/>
[Funnet 25 05 2022].

Innovasjon Norge, 2022c. InvestEU – EUs nye investeringsprogram. [Internett]
Available at:
<https://www.innovasjonnorge.no/no/verktoy/mulighet-er-i-eu/tema/investeu/>
[Funnet 23 01 2023].

Innovasjon Norge, 2022. De ulike søylene i Horisont Europa. [Internett]
Available at:
<https://www.innovasjonnorge.no/no/verktoy/mulighet-er-i-eu/horisont-europa/fakta-om-horisont-europa/>
[Funnet 26 06 2022].

Innovasjon Norge, u.d. Lån til vekst og internasjonalisering. [Internett]

Available at:
<https://www.innovasjonnorge.no/no/tjenester/internasjonalsatsing/finansiering-for-internasjonalsatsing/lan-til-vekst-og-internasjonalisering/>
[Funnet 19 01 2023].

Klima- og miljødepartementet, 2020. Avtale om forvaltningen av midlene fra Klima- og energifondet i perioden 1. januar 2021 til 31. desember 2024 mellom Den norske stat ved Klima- og miljødepartementet og Enova SF, s.l.: s.n.

Klima- og miljødepartementet, 2021. Tildelingsbrev til Norges forskningsråd for 2022. [Internett]
Available at:
<https://www.regjeringen.no/contentassets/bc3a93ed689341d0ace62f13a4b40d0a/kld-tildelingsbrev-til-norges-forskningsrad-for-2022.pdf>

Klima- og miljødepartementet, 2022. Forskrift om CO2-kompensasjon for industrien for perioden 2021 - 2030. [Internett]
Available at:
<https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2022-11-11-1964>
[Funnet 23 1 2023].

Kopp, M. et al., 2017. Energiepark Mainz: Technical and economic analysis of the worldwide largest Power-to-Gas plant with PEM electrolysis. International Journal of Hydrogen Energy, mai, Issue 42/19, pp. 13311-13320.

KOSTRA, 2022. SSB. [Internett]
Available at: <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/vann-og-avlop/statistikk/kommunal-vannforsyning>

Krugman, P. R., Obstfeld, M. & Marc, M., 2018. International economics - Theory and Policy. 11 red. New York: Pearson Education Limited.

Kunnskapsdepartementet, 2019. Forskrift om de regionale forskningsfondene. [Internett]
Available at:
<https://www.regionaleforskningsfond.no/siteassets/fo-rskrift-om-de-regionale-forskningsfondene-fastsatt-av-kunnskapsdepartementet-18.-desember-2019-pdf-11685429.pdf>

Lindhjem, H., Bruvoll, A. & Grimsrud, K., 2021. Øremerking kan styrke aksepten for klimaavgifter. Samfunnsøkonomene, pp. 64-80.

Martin, J., Dimanchev, E. & Neumann, A., 2022. Carbon abatement cost for hydrogen fuels in hard-to-abate transport sectors and potential policy mixes. MIT CEEPR Working paper.

- Melitz, M. J., 2005. When and how should infant industries be protected?. *Journal of International Economics*, Issue 66, p. 177 – 196.
- Menon, 2021. Ringvirkninger av ny kraftintensiv industri i Nordland, s.l.: Menon.
- Menon, 2022. Verdien av den norske hydrogennæringen, s.l.: s.n.
- Miljødirektoratet, 2021. CO2-kompensasjon. [Internett] Available at: <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/co2-kompensasjon/> [Funnet 19 1 2023].
- Miljødirektoratet, 2022. Klimavoter: Kvotepiktig luftfart. [Internett] Available at: <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/klimavoter/kvotepiktig-luftfart/> [Funnet 17 01 2022].
- Miljødirektoratet, 2022. Kvotepiktige og ikke-kvotepiktige klimagassutslipp. [Internett] Available at: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/klima/norske-utslipp-av-klimagasser/klimagassutslipp-og-kvotepikt/> [Funnet 17 01 2023].
- Miljøfondet, u.d. HJEM. [Internett] Available at: <https://miljofondet.no/>
- Modigliani, F. & Miller, M. H., 1958. The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment. *American Economic Review*, pp. 261-297.
- Multiconsult, 2020. Kartlegging av den norskbaserte fornybarnæringen i 2020, s.l.: s.n.
- Myklathun, K. H., 2022. NAVs bedriftsundersøkelse 2022 - Stor mangel på arbeidskraft, s.l.: NAV.
- Norconsult, 2023. Krafttilgang utbyggingsprosjekter. Kartlegging av tilgjengelig krafttilgang og infrastruktur for utslippsfrie, s.l.: s.n.
- Norges Bank, 2023a. Valutakurser. [Internett] Available at: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Valutakurser/> [Funnet 2023].
- Norges Bank, 2023b. Priskalkulator. [Internett] Available at: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Priskalkulator/> [Funnet 2023].
- Norsk hydrogenforum, u.d. Her finner du hydrogenstasjonene i Norge. [Internett] Available at: <https://www.hydrogen.no/faktabank/hydrogenstasjon>
- ner
[Funnet 01 02 2023].
- Norsk katapult, u.d. Om Norsk katapult. [Internett] Available at: <https://norskkatapult.no/om-norsk-katapult/> [Funnet 27 05 2022].
- Norwegian Innovation Cluster, 2019. Programbeskrivelse Norwegian Innovation Clusters. [Internett] Available at: <https://www.innovasjon Norge.no/no/subsites/forside/verktoy/programbeskrivelse-norwegian-innovation-clusters/> [Funnet 27 05 2022].
- NOU 1997: 27, 1997. Nytte-kostnadsanalyser — Prinsipper for lønnsomhetsvurderinger i offentlig sektor, s.l.: s.n.
- NOU 2009:16, 2009. Globale miljøutfordringer - norsk politikk, Oslo: Departementene.
- NOU 2012:16 , 2012. Samfunnsøkonomiske analyser.
- NOU, 2015:15. Sett pris på miljøet, Oslo: Finansdepartementet.
- NOU, 2022:20. Et helhetlig skattesystem, s.l.: Finansdepartementet.
- NOU, 2022:6. Nett i tide - om utvikling av strømmettet, Oslo: Olje- og energidepartementet.
- NOU, 2023:3. Mer av alt - raskere, Oslo: Olje- og energidepartementet.
- NOx-fondet, 2022. Veiledning - søknad om støtte under NOx-avtalen 2018-2025, s.l.: s.n.
- NOx-fondet, u.d. Innbetalingssatser. [Internett] Available at: <https://www.noxfondet.no/artikler/innbetalingssatser/> [Funnet 03 11 2022].
- NOx-fondet, u.d. NOx-avtalen. [Internett] Available at: <https://www.noxfondet.no/artikler/nox-avtalen/> [Funnet 03 11 2022].
- NVE, 2021. Langsiktig kraftmarkedsanalyse, s.l.: s.n.
- NVE, 2022. Hvor kommer strømmen fra?. [Internett] Available at: <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/hvor-kommer-strommen-fra/> [Funnet 20 01 2023].
- Nærings- og fiskeridepartementet, 2021. Norges forskningsråd (NFR) – tildelingsbrev 2022, s.l.: s.n.

Nærings- og fiskeridepartementet, 2021. *STATSBUDSJETTET 2022 – OPPDRAGSBREV TIL INNOVASJON NORGE*, s.l.: s.n.

Nærings- og fiskeridepartementet, 2022a. *Veikart for grønt industriløft*, s.l.: Nærings- og fiskeridepartementet.

Nærings- og fiskeridepartementet, 2022b. *Et grønnere og mer aktivt statlig eierskap: Statens direkte eierskap i selskaper (Meld. St. 6 (2022-2023))*, s.l.: s.n.

Nærings- og fiskeridepartementet, 2022b. *Meld. St. 6 (2022-2023) Et grønnere og mer aktivt statlig eierskap*, s.l.: s.n.

Olje og energidepartementet, 2020a. *Regjeringens hydrogenstrategi – på vei mot lavutslippssamfunnet*, s.l.: s.n.

Olje- og energidepartementet, 2021a. *Meld. St. 36 Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser*, s.l.: s.n.

Olje- og energidepartementet, 2021c. *Tilleggs melding til Meld. St. 36 (2020–2021) Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser*, s.l.: s.n.

Olje- og energidepartementet, 2021d. *Tilleggs melding til Meld. St. 36 (2020–2021) Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser (Meld. St. 11)*, s.l.: s.n.

Olje- og energidepartementet, 2022a. *Konsesjonsbehandling av vindkraft på land*, s.l.: s.n.

Olje- og energidepartementet, 2022b. *Meld. St. 11 (2021-2022) Tilleggs melding til Meld. St. 36 (2020-2021) Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser*, s.l.: Olje- og energidepartementet.

Olje- og energidepartementet, 2022c. *Tildelingsbrev til Norges forskningsråd for 2022*, s.l.: s.n.

Oljedirektoratet, 2022. *Ressursrapport 2022*, Stavanger: Oljedirektoratet.

Oslo Economics, 2022a. *Kunnskapsgrunnlag: Areal- og kraftkrevende virksomhet i Rogaland*, s.l.: s.n.

Oslo Economics, 2022b. *Konsesjonsprosesser i utvalgte land*, Oslo: Oslo Economics.

Oslo Economics, 2022c. *Kompetanse- og kunnskapsbehov for det grønne skiftet*, s.l.: s.n.

Oslo Economics, 2022d. *Fremtidens kraftbehov i industrien*, s.l.: Oslo Economics.

Oslo Economics, 2022. *Evaluering av Investinor - på oppdrag fra Nærings og fiskeridepartementet*, Oslo: Oslo Economics.

Oslo Economics, 2023. *Fremtidens kraftbehov i industrien*, s.l.: Oslo Economics.

Oslo kommune, u.d. *Klima- og miljøkrav*. [Internett] Available at: <https://www.oslo.kommune.no/for-vare-leverandorer/krav-til-leverandorer/klima-og-miljokrav/#toc-2> [Funnet 10 02 2023].

Porter, M. E., 1998. Clusters and the New Economics of Competition. *Harvard Business Review*, November-December, pp. 77-90..

Regionale forskningsfond, 2020. *Felles årsrapport*. [Internett] Available at: <https://www.regionaleforskningsfond.no/siteassets/rff---felles-nettside/vedlegg/arsrapport-2020.pdf>

Regjeringen, 2020a. *Dette er klimavoter*. [Internett] Available at: <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/klima/innsiktsartikler-klima/klimavoter/id2076655/> [Funnet 17 01 2023].

Regjeringen, 2020b. *Grønnere og smartere – morgendagens maritime næring*. [Internett] Available at: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/meld.-st.-10-20202021/id2788786/?ch=4> [Funnet 10 02 2023].

Regjeringen, 2021a. *CBAM*. [Internett] Available at: <https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2021/des/cbam/id2892034/> [Funnet 23 01 2023].

Regjeringen, 2021b. *ENERGIX - utvikling av et helhetlig energisystem*. [Internett] Available at: <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/energi-og-petroleumsforskning/renergi--fremtidens-rene-energisystem/id439229/> [Funnet 18 01 2023].

Regjeringen, 2021c. *Hurdalsplattformen*. [Internett] Available at: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/hurdalsplattformen/id2877252/> [Funnet 15 Februar 2023].

Regjeringen, 2021d. *Justeringer i EUs kvotesystem for luftfart*. [Internett] Available at: <https://www.regjeringen.no/no/sub/eos->

[notatbasen/notatene/2021/aug/justeringer-i-eus-kvotesystem-for-luftfart/id2878387/](https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/na-bli-det-krav-om-nullutslippskjoretøy-i-offentlige-anskaffelser/id2878387/)
[Funnet 17 01 2022].

Regjeringen, 2021e. *Nå blir det krav om nullutslippskjoretøy i offentlige anskaffelser*. [Internett]
Available at: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/na-bli-det-krav-om-nullutslippskjoretøy-i-offentlige-anskaffelser/id2893599/>
[Funnet 15 Februar 2023].

Regjeringen, 2022a. *Bærekraftig drivstoff til luftfart - Kommisjonens initiativ*. [Internett]
Available at: <https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2020/aug/barekraftig-drivstoff-til-luftfart-kommisjonens-initiativ/id2737181/>
[Funnet 10 02 2023].

Regjeringen, 2022b. *Forsterket kvotesystem 2021-2030*. [Internett]
Available at: <https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2021/aug/forsterket-kvotesystem-2021-2030/id2878386/>
[Funnet 17 01 2022].

Regjeringen, 2022c. *Offentlig høring av forslag til skjerpede miljøkrav i offentlige anskaffelser*. [Internett]
Available at: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/horing-3/id2938509/?expand=horingsnotater>
[Funnet 18 01 2023].

Regjeringen, 2022d. *Reduksjonsmål for CO₂-utslipp fra tunge kjøretøyer: gjennomføringsbestemmelser om innsamling av opplysninger*. [Internett]
Available at: <https://www.regjeringen.no/no/sub/eos-notatbasen/notatene/2019/nov/reduksjonsmal-for-co2-utslipp-fra-tunge-kjoretøyer-gjennomføringsbestemmelser-om-innsamling-av-opplysninger/id2693560/>
[Funnet 20 01 2023].

Samferdselsdepartementet, 2021. *Handlingsplan for fossilfrie anleggsplasser innen transportsektoren*, s.l.: s.n.

Samferdselsdepartementet, 2022. *Nasjonal ladestrategi*. [Internett]
Available at: <https://www.regjeringen.no/no/dokumenter/nasjonal-ladestrategi/id2950371/>
[Funnet 17 Februar 2023].

SINTEF, 2018. *Industrielle muligheter og arbeidsplasser ved CO₂-håndtering i Norge*, s.l.: s.n.

Sintef, 2022. *Nasjonalt senter for hydrogen åpnet*. [Internett]
Available at: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2022/nasjonalt-senter-for-hydrogen-apnet/>
[Funnet 04 05 2023].

Sintef, u.d. CCS. [Internett]
Available at: <https://www.sintef.no/fagomrader/ccs/>
[Funnet 04 05 2023].

SSB, 2021. *19 elbiler per ladepunkt*. [Internett]
Available at: <https://www.ssb.no/transport-og-reiseliv/landtransport/artikler/19-elbiler-per-ladepunkt>
[Funnet 17 Februar 2023].

SSB, 2022. *Produksjon og forbruk av energi, energibalanse og energiregnskap*. [Internett]
Available at: <https://www.ssb.no/statbank/table/11561>
[Funnet 26 01 2023].

SSB, 2022. *Tabell 08203: Norskregistrerte skip, etter tonnasjegruppe, statistikkvariabel, år og skipstype*. [Internett]
[Funnet 02 03 2023].

SSB, 2022. *Tabell 1385*. [Internett]
Available at: <https://www.ssb.no/statbank/table/13585>
[Funnet 23 03 2023].

Statista, 2022. *Carbon intensity of the power sector in the European Union in 2021, by country*. [Internett]
Available at: <https://www.statista.com/statistics/1291750/carbon-intensity-power-sector-eu-country/>
[Funnet 20 01 2023].

Statnett, 2020a. *Langsiktige markedsanalyser Norden og Europa 2020-2050*, s.l.: s.n.

Statnett, 2021a. *Langsiktig Markedsanalyse 2020-2050*, s.l.: s.n.

Statnett, 2021b. *Nettutviklingsplan 2021*, s.l.: s.n.

Statnett, 2022. *Kortsiktig markedsanalyse 2022-27*, Oslo: Statnett.

Statnett, 2023. *Tilknytning av nye havvindområder til land*, s.l.: Statnett.

Sustainable energy, u.d. *Sammen akselererer vi innovasjonsprosessen*. [Internett]
Available at: <https://sustainableenergy.no/om-oss/>
[Funnet 23 01 2023].

The White House, 2023. *Building a Clean Energy Economy: A guidebook to the Inflation Reduction Act's Investments in Clean Energy and Climate Action*. [Internett]

Available at: <https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2022/12/Inflation-Reduction-Act-Guidebook.pdf>
[Funnet 19 Januar 2023].

tilnull, 2022. *Hvor mange fergesamband er elektriske?*. [Internett]
Available at: <https://www.tilnull.no/ferger>
[Funnet 27 03 2023].

U.S. Department of Energy , 2022. *DOE National Clean Hydrogen Strategy and Roadmap*. [Internett]
Available at:
<https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/clean-hydrogen-strategy-roadmap.pdf>
[Funnet 19 Januar 2023].

Wangsness, P. & Rosendahl, K. E., 2022. *Carbon prices for Cost-Benefit Analysis*, s.l.: tõi.

Wolfgang, O. et al., 2009. Hydro reservoir handling in Norway before and after deregulation. *Energy*, oktober, Issue 34/10, pp. 1642-1651.

Zepp Solutions, 2023. *Zepp.solutions' Fuel Cell Systems Used in Conversion of Two Liebherr Excavators*. [Internett]
Available at: <https://zepp.solutions/en/zepp-solutions-fuel-cell-systems-used-in-conversion-of-two-liebherr-excavators/>
[Funnet 30 03 2023].

ZERO, 2022. *Differansekontrakter for hydrogen*, Oslo: Zero Emission Resource Organisation (ZERO).

Zeroavia, 2023. *Zeroavia*. [Internett]
Available at: <https://www.zeroavia.com/>
[Funnet 07 04 2023].

oslo**economics**

www.osloeconomics.no

E-post og telefon:
post@osloeconomics.no
+47 21 99 28 00

Besøksadresse:
Klingenberggata 7
0161 Oslo

Postadresse:
Postboks 1562 Vika
0118 Oslo