



Innsiktsrapport

Kostnader for hydrogen- produksjon fra kraft i Norge

En studie basert på modne prosjekter
fra markedet i 2022



Sammendrag



I april 2022 utlyste Enova en konkurranse om støtte til prosjekter som skulle produsere hydrogen fra kraft som drivstoff til maritim sektor. Det ble mottatt mellom 15 og 20 søknader, og fem prosjekter fikk støtte. Disse er vist i Figur 1. Gjennom prosjektsøknadene kom Enova i besittelse av et unikt datagrunnlag fra faktiske og modne prosjekter for produksjon av hydrogen fra kraft i Norge.

Med denne rapporten ønsker Enova å gjøre tilgjengelig data for hva man forventer at kostnaden for å produsere hydrogen fra kraft i Norge i dag kan være, slik at usikkerheten kan bli lavere for dem som ønsker å bruke hydrogen til å redusere sine utslipp i fremtiden.



Figur 1. Knutepunkter for hydrogenproduksjon støttet av Enova under støtteprogrammet «Hydrogen til maritim transport». Dataene som denne rapporten baserer seg på stammer fra prosjektsøknadene i dette støtteprogrammet, til sammen ti forskjellige prosjektsøknader.

For å forstå dataene og analysene i rapporten er det vesentlig å forstå hvilke forutsetninger og begrensninger som ligger til grunn for prosjektene og datasettet. Felles for alle prosjektene er blant annet:

- Produksjon fra kraft ved vannelektrolyse (såkalt «grønn hydrogen»)
- Primærformålet skulle være salg av hydrogen til maritim sektor
- Maksimal støtte på 150 millioner kroner og 45% av godkjente merkostnader, som gav søknader om produksjonsanlegg i størrelsesorden typisk 15–20 MW, noe som anses som små anlegg
- Kostnadsestimater som typisk tilsvarer definisjonen i AACE International Class 3, det vil si om lag -20% til +30% usikkerhet i kostnadsgrunnlaget for investeringene.

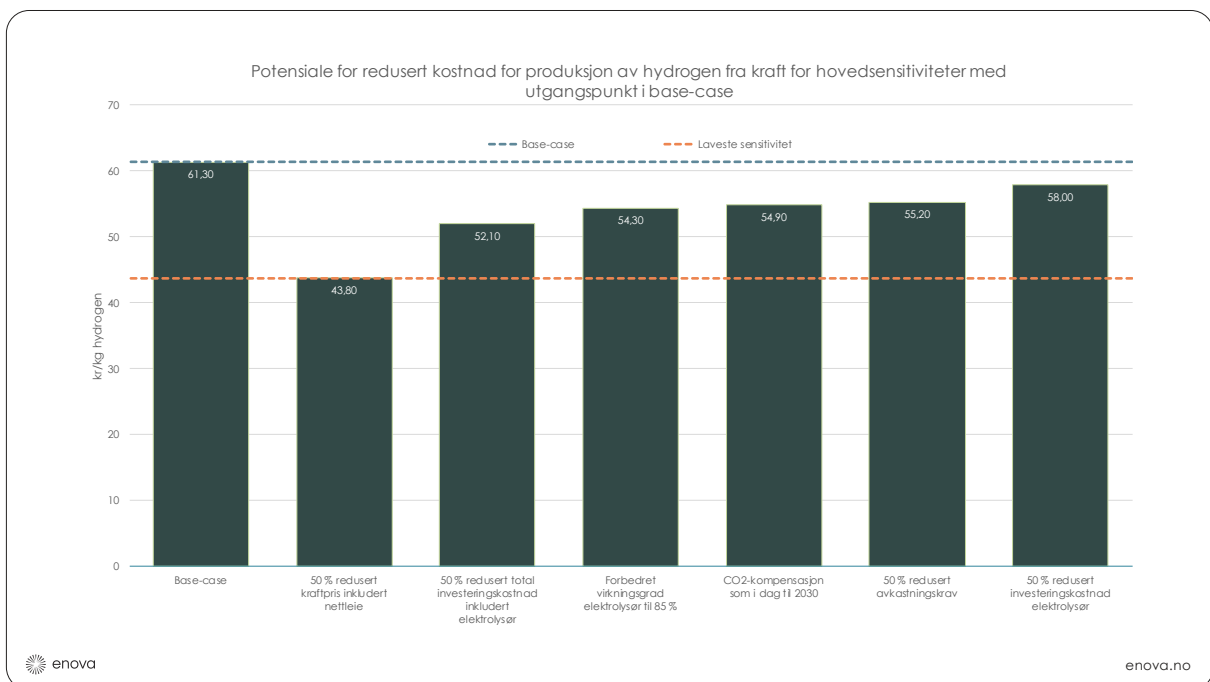
Av de 15 til 20 søknadene, ble ti vurdert til å være av en så høy kvalitet at de ble tatt med i det videre arbeidet. Gjennomsnittlige data fra alle prosjektsøknadene ble brukt til å etablere et base-case for hva det koster å produsere hydrogen i dag, basert «levelised cost of product»-metoden. I base-caset ble kostnaden for produksjon av én kg hydrogen i overkant av 60 kr per kg. Dette inkluderer kun kostnaden for produksjon av hydrogenet. Det er ikke tatt høyde for en eventuell margin som en produsent ville legge på i salgsprisen til markedet utover avkastningskravet som er lagt til grunn.



I tillegg ble det etablert en rekke sensitiviteter hvor én parameter ble endret av gangen, for å se hvilken effekt denne parameteren hadde på kostnaden for produksjon av hydrogen. Base-caset og de viktigste sensitivitetene er gjengitt i Figur 2 under.

Denne rapporten forsøker ikke å si noe om hva som er forventet utvikling i kostnader for produksjon av hydrogen fremover. Rapporten belyser derimot hvordan endringer i de forskjellige parameterne påvirker kostnaden for hydrogen forskjellig. Ut ifra dette kan leseren selv gjøre sine antagelser om hvordan fremtiden vil kunne se ut, og hvilken effekt dette vil kunne ha for kostnaden for å produsere hydrogen fra kraft.

Det er en viktig forutsetning at rapporten kun gir informasjon om kostnader for produksjon av hydrogen fra kraft med kjent teknologi fra relativt små prosjekter. Rapporten sier dermed ingenting hvordan for eksempel skala eller innovativ teknologi vil kunne påvirke produksjonskostnaden, eller hva kostnaden for produksjon av hydrogen ved andre teknologier, som fra naturgass med CO₂-håndtering vil kunne bli.



Figur 2. Kostnaden for produksjon av hydrogen fra kraft som gitt i base-caset i denne rapporten (stolpen lengst til venstre). I tillegg vises oppsummering av sammenliknbare sensitiveter for de viktigste parameterne som blir presentert i rapporten; 50 % reduksjon i parameteren sammenliknet med størrelsen som ble brukt i base-caset. For parameterne virkningsgrad for elektrolyser og CO₂-kompensasjon, som ikke kan fremstilles som en gitt reduksjon fra base-caset, er sensitivitet ved henholdsvis økt virkningsgrad til 85 % og CO₂-kompensasjon frem til 2030 lagt inn i figuren for å illustrere størrelsesordener sammenliknet med de andre sensitivitetene.

Hvorfor denne rapporten?

Introduksjon



Kostnadene for bruk av hydrogen for å redusere klimagassutslipp er usikre både i dag og i fremtiden

For å nå klimamålene forventes hydrogenteknologi å bli en viktig løsning for flere sektorer. I Norge gjelder dette særlig deler av industri sektoren og innen maritim transport. Selv om hydrogen brukes i ustrakt grad i enkelte industrielle formål, også i Norge, er bruk av hydrogen som klimaløsning nytt. Teknologiene som skal tas i bruk fordeler seg derfra fra modne, via delvis modne teknologier i nye anvendelsesområder, til umodne og helt nye teknologier. Det er få realiserte prosjekter med bruk av hydrogen som klimaløsning i Norge i dag.

På grunn av den store spredningen i modenhet for teknologiene både innen produksjon og bruk, kombinert med et umodent eller ikke-eksisterende marked for hydrogen, er det i dag stor usikkerhet knyttet til de faktiske kostnadene ved bruk av hydrogen for å kutte utslipp, så vel som potensialet for kostnadsreduksjoner for disse teknologiene i fremtiden. Det finnes et stort antall kilder som presenterer kostnadsdata, men få av disse baserer seg på data fra faktiske og modne prosjekter. Denne usikkerheten er en stor utfordring for beslutningstakere i bedrifter som skal gjøre investeringer som skal leve i flere tiår fremover i tid.

Enova besitter unike data fra modne prosjekter i markedet i dag

Våren 2022 lyste Enova ut en konkurranse om investeringsstøtte til prosjekter som skulle produsere hydrogen eller ammoniakk fra kraft ved vannelektrolyse som drivstoff til maritim sektor; Hydrogen til maritim transport.¹ Formålet med utlysningen var å sikre at hydrogen og/eller ammoniakk som drivstoff ble gjort tilgjengelig i markedet til en kostnad brukerne kunne bære. På denne måten ville vi kunne få realisert fartøy som demonstrerer teknologier for hydrogen og ammoniakk som drivstoff, og bidrar til videre utvikling av teknologiene.

Enova mottok mellom 15 og 20 søknader, og prosjektene ble rangert etter prosjektmodenhet og modenhet av kundegrunnlaget. Totalt fem prosjekter ble innvilget en samlet støtte på 667 millioner kroner, maksimalt 150 millioner kroner i støtte per prosjekt. Alle prosjektene som ble innvilget støtte skulle produsere komprimert hydrogen, fordi det var her det mest modne kundegrunnlaget var å finne. Selv om ingen prosjekter for produksjon av ammoniakk nådde opp i konkurransen, var det flere gode prosjektsøknader også for dette drivstoffet.

Et viktig mål for Enova er å bidra til å spre kunnskap om nye klimateknologier, som gjør det lettere for andre å ta i bruk slike teknologier for å redusere sine utslipp. Gjennom arbeidet med støtteprogrammet «Hydrogen til maritim transport» og evalueringen av søknadene kom Enova i besittelse av et unikt datasett som kan gi detaljert innsikt i de forventede kostnadene for produksjon av hydrogen fra kraft i Norge i dag. Datasettet skiller seg fra de fleste av de eksisterende offentlige kildene innen området, i og med at det stammer fra konkrete og modne prosjekter under planlegging. Å dele disse dataene vil derfor gi et innblikk i faktiske kostnader for produksjon av hydrogen fra kraft i Norge i dag, i motsetning til modellerte kostnader eller kostnadsnivåer som er satt som ambisjoner for fremtiden.

For å kunne dele data og innsikt med markedet, ble følgende ordlyd lagt inn i programkriteriene for støtteprogrammet «Hydrogen til maritim transport»:

Enova forbeholder seg retten til å bruke generaliserte data fra alle innsendte søknader for kommunikasjon med markedet knyttet til faktiske kostnader for produksjon av hydrogen fra kraft i Norge i dag.

Det er selvsagt vesentlig at Enova ikke deler informasjon angående de konkrete prosjektene eller involverte aktører. Derfor er alle data og analyser oppgitt i denne rapporten aggregerte størrelser på tvers av hele datasettet. Dette er nærmere omtalt under metodekapittelet.

¹ Se Enovas pressemelding om tildelingen: [Hydrogen til maritim transport](#).



Rapportens formål: Et bidrag til kunnskapsbasen for brukere av hydrogenteknologi

Denne rapporten er først og fremst ment å være et bidrag til kunnskapsbasen for de som ønsker å ta i bruk hydrogen som klimaløsning. Siden rapporten fremstiller kostnader for produksjon av hydrogen av kraft basert på faktiske prosjektdata, gir den et godt bilde av hvilket kostnadsnivå man kan forvente i dag. Samtidig gir dataene en god oversikt over potensielle fremtidige kostnader, forutsatt en gitt utvikling i forskjellige parametere som kraftpris, investeringskostnader eller teknologiforbedring.

Enovas mål med denne rapporten er å bidra til å redusere usikkerheten rundt hva kostnadene ved å ta i bruk hydrogen for å redusere klimagassutslipp vil kunne være i dag, samt å bidra med et verktøy til å vurdere hva kostnaden kan bli i fremtiden. På denne måten ønsker Enova å bidra til å redusere usikkerheten for de aktørene som står overfor en omstilling til andre drivstoff eller energibærere, og dermed usikkerheten knyttet til viktige valg for fremtiden.

Det understrekes at denne rapporten har som formål å presentere dataene for produksjon av hydrogen slik de foreligger, og dermed dagens status for kostnader. Det er ikke rapportens formål å gi en vurdering av hvordan utviklingen av kostnadene kan endre seg over tid. Rapporten presenterer derimot en rekke sensitivitetsanalyser slik at hver enkelt leser selv kan gjøre egne vurderinger av hvordan utviklingen kan komme til å bli, og hvordan dette eventuelt kan påvirke kostnadsnivået for produksjon av hydrogen i fremtiden.

Forutsetninger og forbehold



Det er viktig å understreke at selv om dataene som presenteres i denne rapporten stammer fra Enovas prosjektdatabase, så gir ikke resultatene den hele og fulle sannheten knyttet til dagens situasjon eller fremtiden for hydrogenproduksjon. Data må alltid sees i lys av den kontekst de presenteres i og de begrensninger dette gir. For resultatene som presenteres i denne rapporten er det en rekke forutsetninger som må legges til grunn. Først med disse forutsetningene som grunnlag, kan man forstå rekkevidden og anvendeligheten av resultatene.

Forutsetninger som ligger til grunn

Støtteprogrammet «Hydrogen til maritim transport» stilte en rekke krav, som i praksis gav føringer for hvilke typer prosjekter som ville kunne få støtte og dermed hvilke prosjekter Enova har data om:

- Produksjon fra kraft ved vannelektrolyse (såkalt «grønn hydrogen»)
- Primærformålet skulle være salg av hydrogen til maritim sektor
- Maksimal støtte på 150 millioner kroner og 45% av godkjente merkostnader, som gav søknader om produksjonsanlegg typisk i størrelsesorden 15–20 MW
- Kostnadsestimater som typisk tilsvarer definisjonen i AACE International Class 3, det vil si om lag -20% til +30% usikkerhet i kostnadsgrunnlaget.

Disse kravene, samt andre typiske kvaliteter ved prosjektene, gir viktige forutsetninger for forståelsen av resultatene i rapporten. De viktigste av disse er nærmere beskrevet under.

Produksjonsteknologi

Kravet om produksjon fra kraft ved elektrolyse ble stilt særlig på grunn av prosjektenes forventede størrelse, og ønske om plassering i nærhet til brukerne langs kysten. Det vil si at kostnadsgrunnlaget som presenteres i denne rapporten kun tar inn over seg kostnader ved produksjon av hydrogen fra kraft uten sammenlikning med eller data for kostnader ved andre produksjonsteknologier, som for eksempel hydrogenproduksjon fra naturgass med CO₂-håndtering (såkalt «blå hydrogen»).

Videre bør det understrekes at konkurransen ikke la vekt på innovative teknologier. I stedet ble det lagt vekt på kunne produsere hydrogen til markedet til en så lav kostnad som mulig og så fort som mulig basert på tilgjengelig teknologi. Det vil si at innovative teknologier kan ha potensiale for å produsere hydrogen til lavere kostnader enn det dataene i denne rapporten tilsier. Dette kan ikke dataene brukes til å si noe om. Derimot kan sensitivitetene som presenteres i rapporten brukes til å vurdere hvilken effekt en gitt utvikling vil kunne ha på kostnaden for produksjon av hydrogen fra kraft, uten å si noe om hvorvidt det er sannsynlig at denne utviklingen skjer.

Anleggenes størrelse

Det var ikke gitt en begrensning knyttet til produksjonsanleggenes størrelse i konkurransegrunnlaget. Likevel ble det maksimale støttebeløpet på 150 millioner kroner i praksis førende for størrelsen på prosjektene som det ble søkt om støtte til. Anleggene var i gjennomsnitt om lag 15 til 20 MW installert elektrolysekapasitet. Dette tilsvarer i underkant av 10 tonn hydrogen per dag, eller rundt 3 000 tonn hydrogen per år i produksjonskapasitet. For sammenlikning vil et større fartøy, for eksempel et containerskip i innenriksfart i Norge, bruke om lag 500 til 1 000 kg hydrogen per dag.

De største anleggene for produksjon av hydrogen fra kraft under planlegging og bygging i Europa er om lag 200 MW installert kapasitet eller over ti ganger så store som anleggene denne rapporten henter dataene fra. Det er en kjensgjerning at den spesifikke investeringskostnaden (altså kostnaden per anleggets størrelse) vil reduseres når anleggene øker i størrelse. Dette omtales som skalaeffekten. Siden anleggene som dataene i denne rapporten er hentet fra er relativt små, må det antas at de



spesifikke investeringskostnadene for større anlegg vil reduseres, og dermed redusere kostnaden per produserte enhet for hydrogen. Hvor stor denne reduksjonen i kostnad er, sier derimot dataene og dermed ikke rapporten noe om. Igjen kan derimot sensitivitene som presenteres, brukes til å skape en forståelse for hvor stor kostnadsreduksjonen per enhet hydrogen kan bli, forutsatt en gitt reduksjon i investeringskostnadene for et produksjonsanlegg.

Plassering av og formål til produksjonsanlegget

Det ble stilt som krav at prosjektene i konkurransen primært skulle produsere hydrogen som drivstoff til maritim sektor. Dette innebar i praksis at produksjonsanleggene ble plassert langs kysten nært eller på en kai, for å unngå unødige kostnader for transport av hydrogen til sluttbrukerne.

Prosjektene kunne legge inn kostnader for infrastruktur for å tilgjengeliggjøre hydrogenet til markedet, som for de fleste prosjektene innebar enten et bunkringsanlegg for hydrogen eller hydrogenlagringscontainere som kan løftes om bord i fartøyene. I snitt fordelte investeringskostnadene seg til 80% for produksjonsanlegg og 20% til infrastruktur. Merk at investeringskostnaden for produksjonsanlegget også inkluderer kostnader for kompressorer for komprimering av hydrogen til om lag 350 bar.

Et produksjonsanlegg for hydrogen fra kraft til industriformål vil typisk ligge på samme sted som industrianlegget. Dette på grunn av mengden hydrogen som kreves i slike prosjekter, og at å transportere hydrogenet til lokasjonen for bruk ville blitt uforholdsmessig dyrt. I utgangspunktet vil dataene fra anleggene i denne rapporten være like anvendelige for industriprosjekter som for transportprosjekter. Et hydrogenanlegg for industriformål vil likevel typisk kunne være en del større, og infrastruktur for komprimering og bunkring utgår, som begge deler bidrar til å redusere den spesifikke investeringskostnaden for anleggene noe sammenlignet med de dataene som presenteres her.

Prosjektmodenhet og usikkerhet rundt kostnadsestimater

Selv om dataene i denne rapporten stammer fra modne prosjekter vil det alltid være usikkerhet rundt hver enkelt datapunkts faktiske størrelse. I vurderingen av prosjektmodenhet for søknadene, ble det lagt til grunn at prosjektet skulle ha nådd kostnadsestimater som typisk tilsvarer definisjonen i AACE International Class 3, det vil si om lag -20% til +30% usikkerhet i kostnadsgrunnlaget. Usikkerheten i investeringskostnaden for produksjonsanlegget er dermed forventet å ligge innenfor dette intervallet, og det er et krav at man har mottatt tilbud for alle hovedkomponenter. En generell observasjon er at prosjekter stort sett har en tendens til å bli mer kostbare heller enn mindre når prosjektene går over i fasen for detaljert utvikling (detailed engineering).

Forbehold

Makroøkonomiske forhold

Dataene som denne rapporten tar utgangspunkt, i stammer fra prosjektsøknader som ble sendt til Enova i april 2022. Siden den gang har det vært stor utvikling i flere makroøkonomiske forhold som påvirker prosjektenes kostnadsgrunnlag:

- Høy inflasjon
- Særskilt høye energipriser, både for fossil og elektrisk energi
- Råvaremangel og generelt utfordrende forsyningskjeder som bidrar til økte priser
- Stor etterspørsel etter nøkkelkomponenter, som elektrolysører
- Svak kronekurs

² Se https://web.aacei.org/docs/default-source/toc/toc_18r-97.pdf?sfvrsn=4



Alle disse forholdene bidrar til økte kostnader for prosjektene. Det er derfor viktig å understreke at de første prosjektene som kommer i markedet kan forventes å ha høyere investeringskostnader enn det som presenteres i denne rapporten. Hvorvidt dagens kostnadsnivå vil være det forventede fremover, eller om kostnadene igjen vil falle tilbake mot det nivået som lå til grunn for søknadene i april 2022, er utenfor formålet til denne rapporten å mene noe om.

Prosjektspesifikke forhold

I denne rapporten presenteres kun kostnader for produksjon av hydrogen. Det vil si hva det koster for en produsent å fremskaffe en enhet med hydrogen til markedet. Det er å forvente at en produsent vil legge på en margin på toppen av kostnadsgrunnlaget for å oppnå fortjeneste og dermed en sunn bedrift. Nivået på en slik margin og dermed endelig salgspris i markedet er ikke vurdert i denne rapporten, utover det avkastningskravet som er lagt til grunn.

Kostnadsgrunnlaget som presentert i denne rapporten inneholder kostnader for produksjon, komprimering og tilgjengeliggjøring for markedet, for eksempel via et bunkringsanlegg. Kostnadene som presentert i form av kroner per kg hydrogen er derfor mest relevant for de tilfellet hvor disse teknologielementene er tilstrekkelig for å tilby hydrogenet til brukerne. Rapporten inneholder ikke data for transport eller mellomlagring av hydrogen, som vil tilkomme som ekstra kostnader for de prosjekter eller verdikjeder hvor dette er nødvendig.

Enova bruker utelukkende vurdering av prosjekters lønnsomhet før skatt. Det er derfor ikke tatt hensyn til skattemessige forhold i analysen av dataene.

Hvordan dataene er samlet og analysert

Metode



Det er en forutsetning for Enova å kun bruke aggregerte data som ikke henviser direkte til navngitte prosjekter eller aktører. Samtidig må dataene kunne presenteres på en slik måte at de kan gi verdi for mottakeren. Dette kapitlet redegjør kort for fremgangsmåten for å ivareta disse aspektene.

Kvalitetssikring av datasettet

Om lag 15–20 prosjektsøknader ble sendt til Enova på støtteprogrammet «Hydrogen til maritim transport». Bare de prosjektsøknadene som ble vurdert til å ha tilstrekkelig kvalitet, og dermed troverdighet i datagrunnlaget, ble tatt med i det videre arbeidet. Samtidig var noen av søknadene knyttet til andre hydrogenbærere enn komprimert hydrogen og disse ble også utelatt i det videre arbeidet. Til slutt ble ti unike prosjektsøknader, og dermed datasett, brukt som grunnlag for videre arbeid.

Hvert av datasettene inneholdt om lag 50 unike datapunkter. For å sikre så høy datakvalitet som mulig ble hvert enkelt datapunkt ettergått og kvalitetssikret opp mot de resterende datasettene i tillegg til eksterne kilder. Avvikende eller usikre datapunkter ble merket særskilt i datasettet. Slik ble det sikret at alle dataene var sammenliknbare og av høy kvalitet. Usikre data ble utelatt i den videre analysen.

Aggregering og analyse

For å ivareta anonymiteten til prosjektene ble gjennomsnittet av hver enkelt parameter brukt i det videre arbeidet. I noen særskilte tilfeller ble enkelte datapunkter utelatt om disse hadde vesentlig avvik fra de resterende og det ble antatt at dette ville kunne påvirke resultatene betraktelig.

For å etablere kostnaden for produksjon av hydrogen ble metoden for «levelized cost of product», LCOP, benyttet. I dette tilfellet er produktet hydrogen, og benevnelsen «levelized cost of hydrogen», LCOH, brukes i stedet. På norsk omtales dette noen ganger som levetidskostnaden for et produkt, altså hvor mye det koster å produsere én enhet produkt i gjennomsnitt over levetiden til produksjonsanlegget. Metoden regner ut forholdet mellom alle kostnader over prosjektets levetid og summen av produkt produsert, her hydrogen, over samme periode. Begge størrelser diskonteres til dagens verdi basert på prosjektets avkastningskrav. Resultatet er den samlede kostnaden for produksjon av hydrogen gitt i enheten kroner per kg. Dette er en etablert metode som brukes flittig særlig for sammenlikning av prosjekter innen elektrisk kraft.

Basert på LCOH-modellen og de aggregerte prosjektdataene kunne det regnes ut en gjennomsnittlig kostnad for produksjon av hydrogen basert på gjennomsnittlige data fra alle produksjonsprosjektene i datasettet. Dette ble etablert som et «base-case», hvor totalkostnaden for produksjon av én kg hydrogen kunne dekomponeres til de forskjellige kostnadselementene. Dette base-caset presenteres i neste kapittel.

Basert på base-caset ble det videre etablert en rekke sensitiviteter ved å endre én spesifikk parameter av gangen, for å se hvilken påvirkning denne ene parameteren har på den totale kostnaden for produksjon av én kg hydrogen. Sensitivitetene presenteres i et eget kapittel i rapporten.

³ Se https://en.wikipedia.org/wiki/Levelized_cost_of_electricity

Nøkkelparametere og kostnad for produksjon av hydrogen fra kraft i Norge i 2022

Resultater



Nøkkelparametere fra prosjektene

Kostnaden for produksjon av hydrogen kan deles opp i investerings- og driftskostnader. Elektrisitet er den vesentlige driftskostnaden, som også utgjør en vesentlig andel av den totale kostnaden for produksjon av hydrogen. Investeringskostnadene kan overordnet deles mellom kostnader for selve produksjonsanlegget, altså elektrolysører og nødvendig utstyr og kostnader for bygg og anlegg, samt eventuell infrastruktur.

Fordelingen mellom investerings- og driftskostnader, samt spesifikk energibruk for et produksjonsanlegg, er viktige nøkkelparametere som inngår i den totale kostnaden for produksjon av hydrogen. I Tabell 1 gjengis slike sentrale nøkkelparametere gitt som gjennomsnitt av hvert datapunkt fra de ti datasettene i analysen. Gjennom hele rapporten vil de spesifikke kostnadene for hydrogenproduksjon fremgå, altså kostnader per kg eller per installert kapasitet, og ikke de totale prosjektkostnadene.

Tabell 1. Nøkkelparametere for produksjon av hydrogen fra kraft basert på data fra faktiske og modne prosjekter i 2022. Gjennomsnitt basert på ti prosjekter. Disse dataene er lagt til grunn for utregning av base-case.

Parameter	Verdi	Enhet	Kommentar
Virkningsgrad elektrolysør	~66	%	Virkningsgrad ved lavere brennverdi (LHV) for hydrogen, det vil si hvor stor andel av energien som går inn i prosessen som er bevart i hydrogenet etter produksjonen.
Energibruk elektrolysør	~50	kWh / kg	Mengde elektrisk energi som må tilføres elektrolysøren for å produsere én kg hydrogen.
Totalvirkningsgrad inkludert «balance of plant» med komprimering til 350 bar	~60	%	Virkningsgrad ved lavere brennverdi (LHV) for hydrogen, det vil si hvor stor andel av energien som går inn i prosessen som er bevart i hydrogenet etter produksjonen, ferdig komprimert til 350 bar.
Energibruk inkludert «balance of plant» og komprimering til 350 bar	~55	kWh / kg	Mengde elektrisk energi som må tilføres hele produksjonsanlegget for å produsere én kg hydrogen ferdig komprimert til 350 bar.
Investeringskostnad for hele anlegget per installert elektrolysekapasitet	~20	MNOK / MW	Anleggets totale kapasitet ganget med den spesifikke investeringskostnaden gir totale investeringskostnader for et prosjekt.
Investeringskostnad for elektrolysører per installert elektrolysekapasitet	~8	MNOK / MW	Anleggets totale kapasitet ganget med den spesifikke investeringskostnaden for elektrolysørene gir total kostnad elektrolysørene.

Base-case: kostnaden for produksjon av hydrogen fra kraft i Norge i 2022

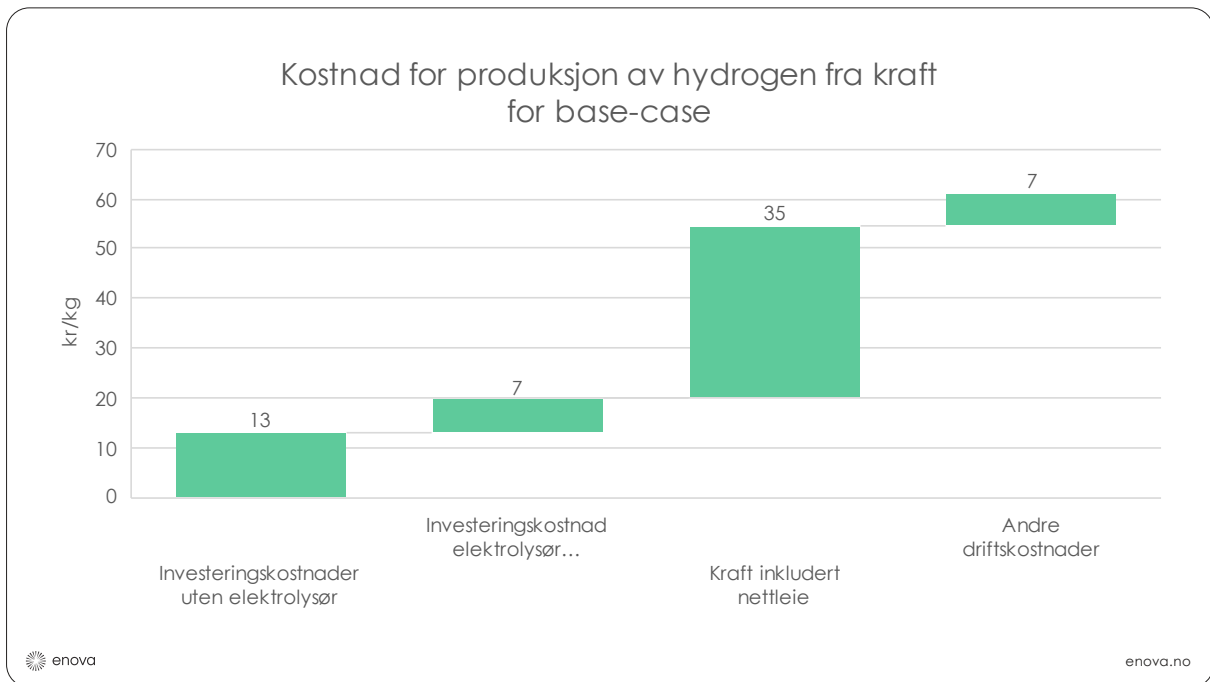
For å etablere en base-case for kostnaden for produksjon av hydrogen er det enkelte størrelser og parametere som må bestemmes som ikke nødvendigvis gjengis best av gjennomsnittet av datapunktene i datasettet. Dette er størrelser som kapasitetsutnyttelse, levetid og avkastningskrav. For disse størrelsene har Enova etter beste evne valgt størrelser som fremstår som realistiske under dagens forhold. Disse størrelsene er gjengitt i Tabell 2.



Tabell 2. Viktige parametere valgt for base-caset, basert på dataene i datasettet denne rapporten bygger på, tilpasset kommersiell produksjon i et fungerende marked.

Parameter	Verdi	Enhet	Kommentar
Kapasitetsutnyttelse	100	%	Det antas full produksjon i anlegget fra dag én. Mange anlegg vil i praksis ha en lavere kapasitetsutnyttelse for eksempel på grunn av nedetid og vedlikehold, eller på grunn av begrenset markedsgrunnlag i en oppstartsfase.
Kraftpris inkludert nettleie	60	øre / kWh	Både kraftpris og nettleie varierte vesentlig fra prosjekt til prosjekt. Særlig kostnad for nettleie varierte vesentlig mellom prosjektene, fra ubetydelig til over 25 % av den samlede kostnaden for kraft og nettleie. Det ble derfor vurdert til mest hensiktsmessig å angi kostnaden samlet for kraft og nettleie. 60 øre/kWh anses som et realistisk snitt for prosjektene som ble presentert for Enova. Dette er noe høyere enn snittet av de presenterte kostnadene i søknadene, og reflekterer generelt økende kraftpriser gjennom 2022 og 2023. Se for øvrig sensitiviteter over kraftpriser senere i rapporten.
Avkastningskrav	10	%	Prosjektets avkastningskrav og diskonteringsrente. Et høyere avkastningskrav gir en høyere kostnad for produksjon av hydrogen.
Levetid	20	år	Prosjektets levetid er satt til 20 år.
Re-investering i elektrolyser etter	10	år	Pga. degradering må elektrolyser-stackene oppgraderes/fornyes senest innen 10 år. Dette er satt til å skje én gang i løpet av prosjektets levetid.
Installert kapasitet for produksjonsanlegg	~15–20	MW	15-20 MW tilsvarer en produksjonskapasitet på om lag 6-8 tonn hydrogen per dag. Dette anses som relativt små anlegg.
Komprimering av hydrogen	~350	bar	Det er foreløpig ikke etablert et standard for trykk for hydrogen som drivstoff til fartøy. Det mest brukte nivået i datasettet var 350 bar, og energibruk tilsvarende en slik komprimering er brukt i base-caset.

Figur 3 viser den levetidskostnaden for å produsere en kg hydrogen (altså levelized cost of hydrogen, LCOH) basert på parameterne i Tabell 2 og de gjennomsnittlige størrelsene fra de ti datasettene, hvorav de viktigste er gjengitt i Tabell 1. I dette base-caset blir kostnaden for produksjon av hydrogen i overkant av 61 kr per kg. Det er tatt høyde for at degradering av stackene i elektrolyserne vil redusere virkningsgraden noe over levetiden til produksjonsanlegget, og som bidrar til å øke kostnadene noe. Det er også lagt inn kostnader for reinvestering i elektrolyserstackene etter ti år, i henhold til dataene gitt i datasettet som ligger til grunn for denne rapporten. Oppstartsår for produksjon er satt til 2025, tre år etter tildeling av støtte, som også var gitt som en forutsetning for tildeling. Driftstiden for anleggene blir derfor fra år 2025 til 2044.



Figur 3. Levetidskostnaden for produksjon av hydrogen (LCOH) i kroner per kg basert på data fra reelle prosjekter i 2022. Kostnaden for produksjon av én kg hydrogen er i overkant av 60 kr per kg, og driftskostnadene utgjør om lag 2/3 av totale kostnader.

De samlede driftskostnadene utgjør i underkant av 70% av totale kostnader for å produsere én kg hydrogen, mens investeringskostnadene utgjør i overkant av 30%. Av driftskostnadene er kostnader for kraft og nettleie den vesentlige størrelsen, som igjen utgjør om lag 60% av den totale kostnaden for å produsere én kg hydrogen. Den totale kostnaden for å produsere hydrogen er dermed veldig sensitiv for kraftprisen. Andre driftskostnader, som samlet utgjør om lag 10% av kostnadene, omfatter primært løpende drifts- og vedlikeholdskostnader, samt kostnader for personell til å drifte anlegget.

For investeringskostnadene utgjør kostnaden for elektrolysørene omtrent 1/3 av investeringskostnadene, mens annen investeringskostnad utgjør om lag 2/3. I annen investeringskostnad inngår også kostnader for infrastruktur for komprimering av hydrogen til 350 bar, og investeringer for å kunne tilgjengeliggjøre biproduktene oksygen og varme.

I neste kapittel er det gitt en oversikt over hvordan kostnaden for produksjon av hydrogen vil endre seg som en funksjon av endret gjennomsnittlig kraftpris gjennom prosjektperioden samt en oversikt over en rekke andre sensitiviteter.

Hvordan endrer kostnadene seg ved endrede ramme- betingelser

Sensiviteter



Base-caset presentert i Figur 3 representerer et gjennomsnittscase basert på de prosjektdataene Enova besitter. I arbeidet med å etablere base-caset ble det utviklet en enkel modell for å beregne livsløpskostnaden for å produsere en kg hydrogen, altså «levelized cost of hydrogen», LCOH. Denne modellen kan brukes til å beregne sensitiviteter for de viktigste enkeltparameterne. Det vil si, om man endrer en gitt parameter i base-caset med en gitt verdi – hvor stort utslag vil det gi for kostnaden for hydrogen.

Sensiviteter er et nyttig verktøy for å kunne si noe om fremtidig potensial for reduksjon (eller økning) i kostnad for produksjon av hydrogen, forutsatt en gitt endring i en enkelt parameter. I dette kapitlet presenteres en rekke sensitiviteter over de viktigste enkeltparameterne for å belyse hvordan utvikling i for eksempel kraftpris vil påvirke kostnaden for produksjon av hydrogen.

Det er ikke rapportens formål å vurdere hvorvidt for eksempel kraftpris eller kostnaden for å kjøpe elektrolyser vil utvikle seg i en gitt retning. Formålet er derimot å belyse hvordan endringer i de forskjellige parameterne påvirker kostnaden for hydrogen forskjellig. Ut ifra dette kan leseren selv gjøre sine antagelser om hvordan fremtiden vil kunne se ut, og hvilken effekt dette vil kunne ha for kostnaden for å produsere hydrogen fra kraft.

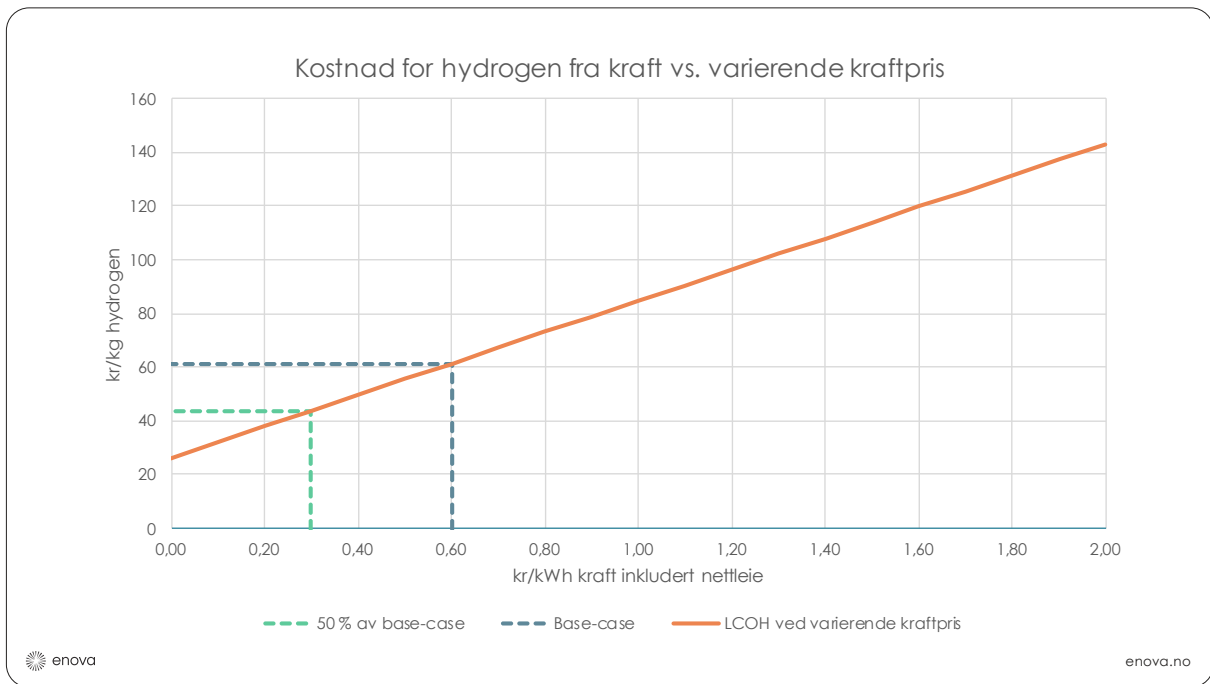
Kraftpris (inkludert nettleie)

I base-caset utgjør kostnad for kraft inkludert nettleie⁴ om lag 60% av den totale kostnaden for å produsere én kg hydrogen. Med andre ord er kostnaden for hydrogen svært sensitiv til kraftprisen. Figur 4 viser sensitiviteten over en gjennomsnittlig kraftpris fra om lag 0 til 2 kr per kWh, inkludert nettleie. Alle andre parametere holdes konstante og like som i base-caset. Figur 5 viser et utsnitt av den samme sensitiviteten for enklere å kunne sammenlikne med andre sensitiviteter senere i rapporten.

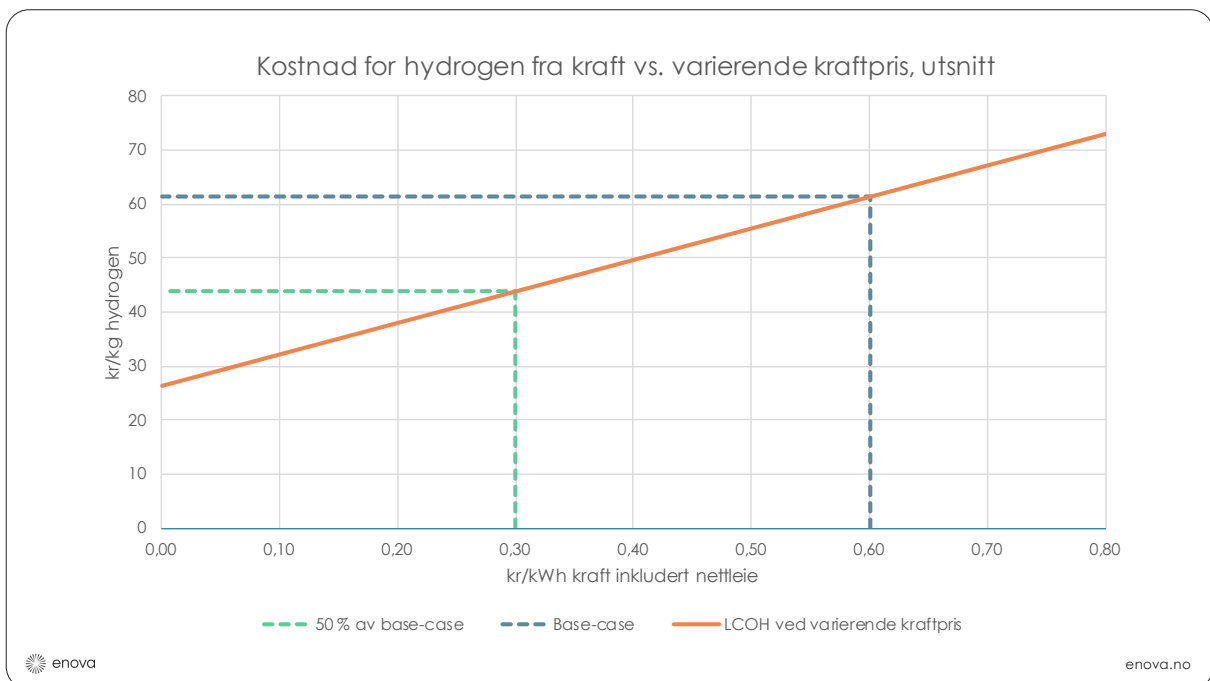
Om kraftprisen inkludert nettleie⁴ i gjennomsnitt er 30 øre over livsløpet, vil kostnaden for produksjon av én kg hydrogen være om lag 43 kr, en reduksjon på 30%. Om kraftprisen i stedet er 2 kr per kWh inkludert nettleie, blir kostnaden over 140 kr per kg hydrogen.

Det understrekes av kraftprisen inkludert nettleie på 60 øre/kWh som ble brukt i base-caset er en svært usikker størrelse. Det var stor variasjon i denne kostnadsposten mellom prosjektene, og kraftprisene har også endret seg vesentlig siden søknadstidspunktet i april 2022. Om en høyere eller lavere kraftpris legges til grunn, vil levetidskostnaden for hydrogen (LCOH) endre seg vesentlig.

⁴ Både kraftpris og nettleie varierte vesentlig fra prosjekt til prosjekt. Særlig kostnad for nettleie varierte vesentlig mellom prosjektene, fra ubetydelig til over 25% av den samlede kostnaden for kraft og nettleie. Det ble derfor vurdert til mest hensiktsmessig å angi kostnaden samlet for kraft og nettleie.



Figur 4. Kostnad for produksjon av hydrogen som en funksjon av kraftprisen, inkludert nettleie. Kraftprisen brukt i base-caset er 60 øre/kWh, tilsvarende en kostnad for produksjon av hydrogen i overkant av 60 kr/kg (blå stiplet linje). Ved 30 øre per kWh, dvs. 50% av kostnaden for kraft i base-caset, blir kostnaden for produksjon av hydrogen i overkant av 40 kr (grønn stiplet linje), mens den øker til nesten 140 kr om den gjennomsnittlige kraftprisen er 2 kr/kWh.



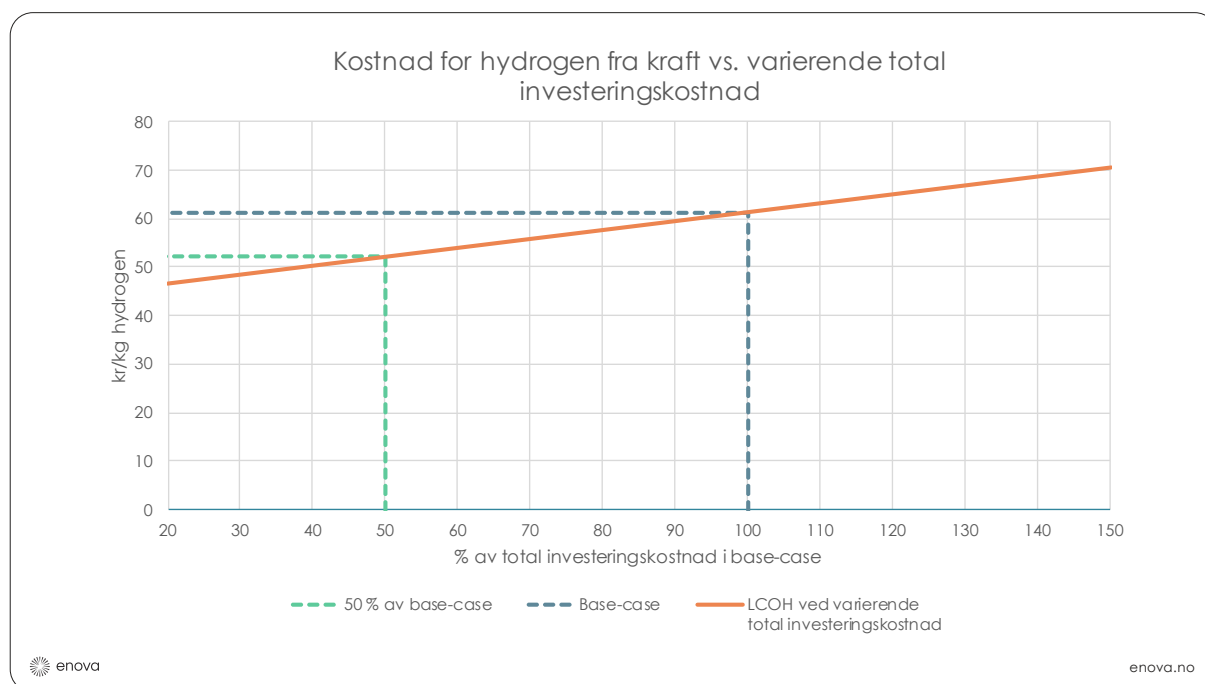
Figur 5. Kostnad for produksjon av hydrogen som en funksjon av kraftprisen, inkludert nettleie. Utsnitt av Figur 4 for kraftpriser under 80 øre per kWh.



Totale investeringskostnader

Investeringskostnadene utgjør om lag 30% av den totale kostnaden for å produsere hydrogen. Det er forventninger om at investeringskostnadene per installert kapasitet vil reduseres i fremtiden blant annet som et resultat av større produksjonsanlegg enn det dataene i Enovas datasett omhandler, og fordi kostnadene for nøkkelkomponenter som elektrolysører er forventet å falle når markedsomfanget øker.

Figur 6 viser kostnaden for produksjon av én kg hydrogen mot endring i total investeringskostnad for produksjonsanlegget. Om investeringskostnadene reduseres med 50%, synker kostnaden for produksjon av hydrogen med om lag 9 kr, eller 15%. Om investeringskostnaden synker med 80%, faller produksjonskostnaden med om lag 24%.

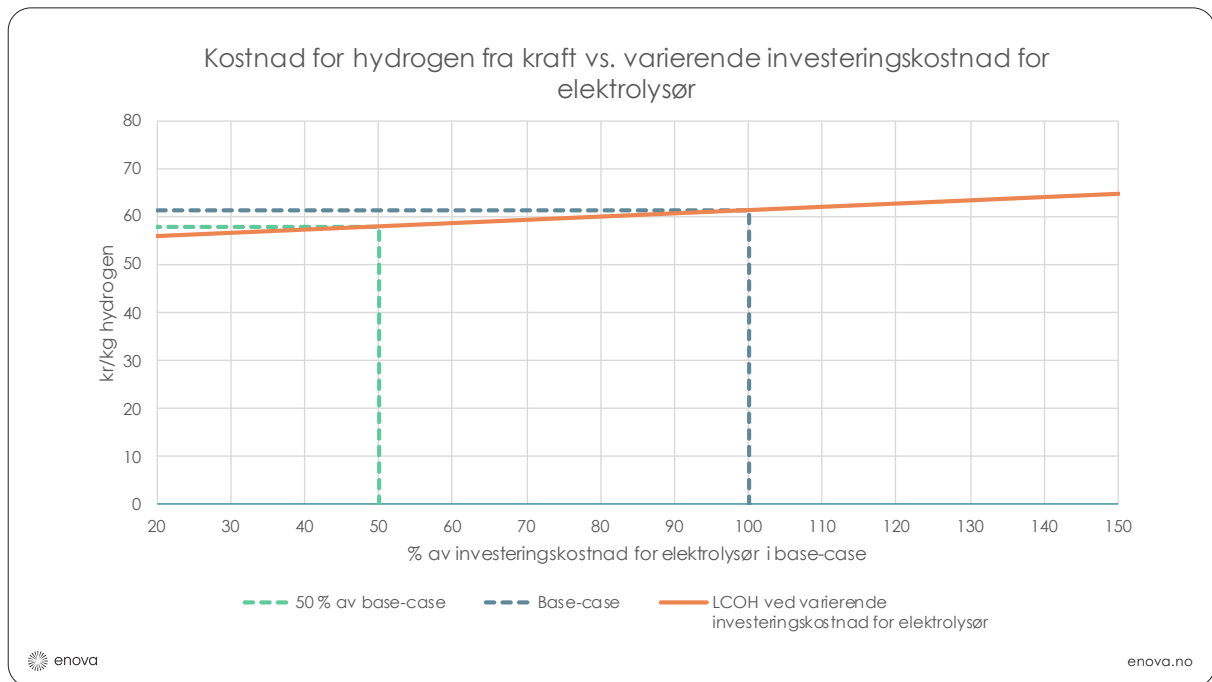


Figur 6. Kostnaden for produksjon av én kg hydrogen mot endring i total investeringskostnad for produksjonsanlegget. Om investeringskostnadene reduseres med 50%, synker kostnaden for produksjon av hydrogen med om lag 9 kr, eller om lag 15%.

Investeringskostnad for elektrolysørene

Elektrolysørene er nøkkelkomponenten i et produksjonsanlegg for hydrogen fra kraft. Kostnaden for anskaffelse av elektrolysører er antatt å falle etter hvert som produksjonskapasiteten øker betraktelig i Europa og verden.

Figur 7 viser kostnaden for produksjon av hydrogen ved en kostnad for elektrolysører fra 20% til 150% av kostnadsnivået i base-caset. Om kostnaden for elektrolysørene faller med 80% fra dagens nivå i base-caset, vil kostnaden for å produsere én kg hydrogen falle med om lag 5 kroner, eller om lag 9%.



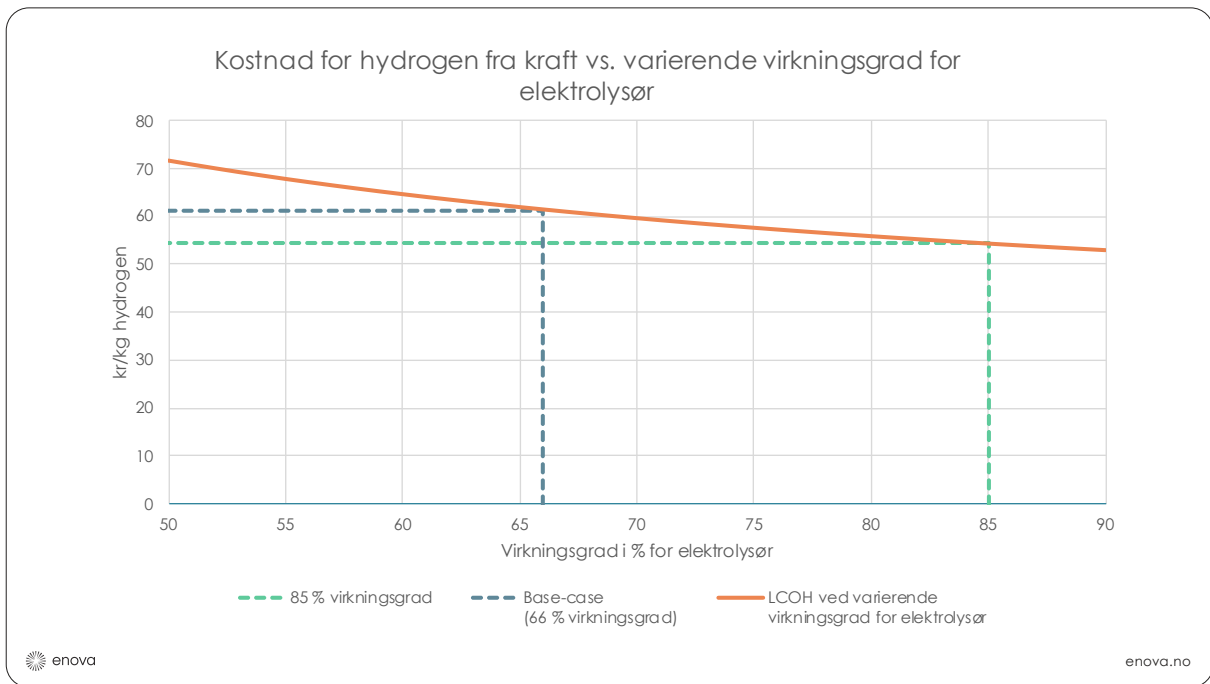
Figur 7. Kostnaden for produksjon av hydrogen mot endring i kostnad for elektrolysørene. Om kostnaden for elektrolysørene faller med 80 % fra dagens nivå i base-caset, vil kostnaden for å produsere én kg hydrogen falle med om lag 5 kroner, eller om lag 9 %.

Virkningsgrad for elektrolysørene

Om ny teknologi kan produsere én kg hydrogen ved bruk av mindre kraft enn i dag, altså en økt virkningsgrad for elektrolysørene, vil dette bidra til å senke produksjonskostnadene for hydrogen. I base-caset er virkningsgraden for elektrolysørene satt til om lag 66% basert på lavere brennverdi, som tilsvarer 50 kWh per kg hydrogen produsert. Det finnes utviklingsløp for ny teknologi som har potensialet til å øke virkningsgraden for elektrolysørene opp til over 80%.⁵ Det understrekes at dette er den elektriske virkningsgraden, og at en høyere totalvirkningsgrad kan oppnås både for dagens og ny teknologi om man inkluderer effektiv bruk av varmen som kommer ut av prosessen. Dette omtales nærmere under sensitivitetet for salg av biproduktene oksygen og varme.

Figur 8 viser kostnaden for produksjon av hydrogen mot endring i virkningsgraden for elektrolysørene. Om en virkningsgrad på 85% kan oppnås i fremtiden, vil kostnaden for hydrogen falle med om lag 7 kr per kg hydrogen, eller omtrent 11 %.

⁵ Se for eksempel [Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling Up Electrolysers to Meet the 1.5 °C Climate Goal, IRENA, 2020.](#)



Figur 8. Kostnaden for produksjon av hydrogen mot endring i virkningsgraden for elektrolysørene. Om en virkningsgrad på 85 % kan oppnås i fremtiden, vil kostnaden for hydrogen falle med om lag 7 kr per kg hydrogen, eller omtrent 11 %.

Det bør nevnes i denne sammenhengen at virkningsgraden ikke er det eneste viktige målet på ytelsen til en elektrolysør. For eksempel vil mulighet for dynamisk operasjon eller drift på lav last uten tap av virkningsgrad være viktige parametere for enkelte prosjekter. Figur 8 viser kun en enkel korrelasjon mellom kostnaden for hydrogen og absolutt virkningsgrad ved designpunktet for elektrolysørene. For et mer fullstendig bilde over kostnadsstrukturer for drift av elektrolysører bør man i tillegg oppsøke andre og mer utfyllende kilder.

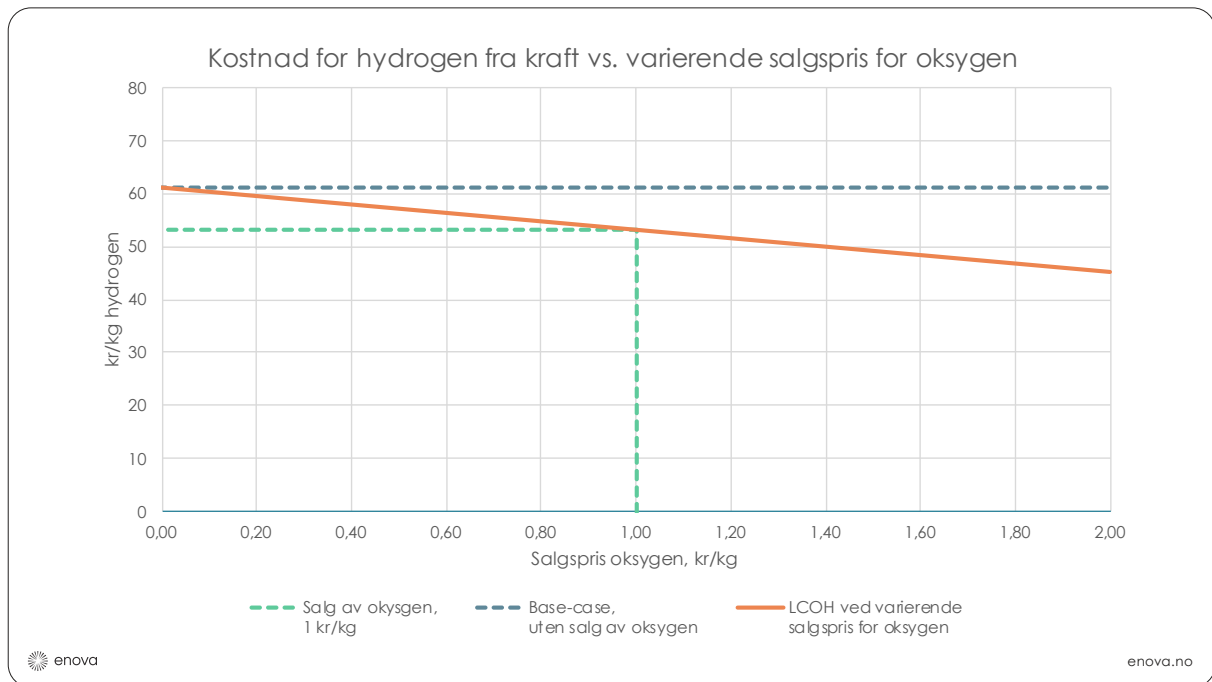
Salg av biprodukter: oksygen og overskuddsvarme

Når man produserer hydrogen fra kraft, produserer man samtidig åtte ganger så mye oksygen som hydrogen, i tillegg til spillvarme fra prosessen. Oksygen og varme ansees ofte som biprodukter, som kan selges for å gi prosjektene bedre økonomi og dermed kunne tilby hydrogen til markedet til en lavere pris.

Figur 9 og Figur 10 viser hva kostnaden for å produsere hydrogen ville bli, om man tok inntekten for salg av biproduktene til fratregg i kostnaden for hydrogenproduksjonen.

Det produseres åtte ganger så mye oksygen som hydrogen fra en vannelektrolyseprosess. Det vil si at om man kunne selge oksygenet til 1 krone per kg, ville dette tilsvare 8 kroner i inntekter per kg produsert hydrogen. Dette er illustrert i Figur 9.

Oksygen vil primært kunne selges til enkelte industriaktører, eller til aktører innen oppdrettsnæringen som trenger oksygen særlig til settefiskanlegg. Datagrunnlaget Enova besitter er for begrenset til å kunne gi gode estimater for dagens markedspriser for oksygen innen industri og oppdrettsnæringen. En generell betraktning er at markedsprisen ser ut til å være betraktelig lavere innen industri, der aktørene primært produserer sin egen oksygen-gass ved særskilte produksjonsanlegg som separerer oksygen fra luften. Oppdrettsnæringen trenger mindre volumer av oksygen og får på sin side i større grad oksygenet tilkjørt fra kommersielle tilbydere som dermed medfører en høyere pris enn om man produserer oksygenet selv.



Figur 9. Kostnaden for produksjon av hydrogen hvor salgpris for oksygen er tatt til fratrukk i kostnadsgrunnlaget. Det produseres åtte ganger så mye oksygen som hydrogen. En salgpris på 1 kr per kg oksygen vil kunne redusere kostnaden for produksjon av hydrogen med 8 kr per kg.

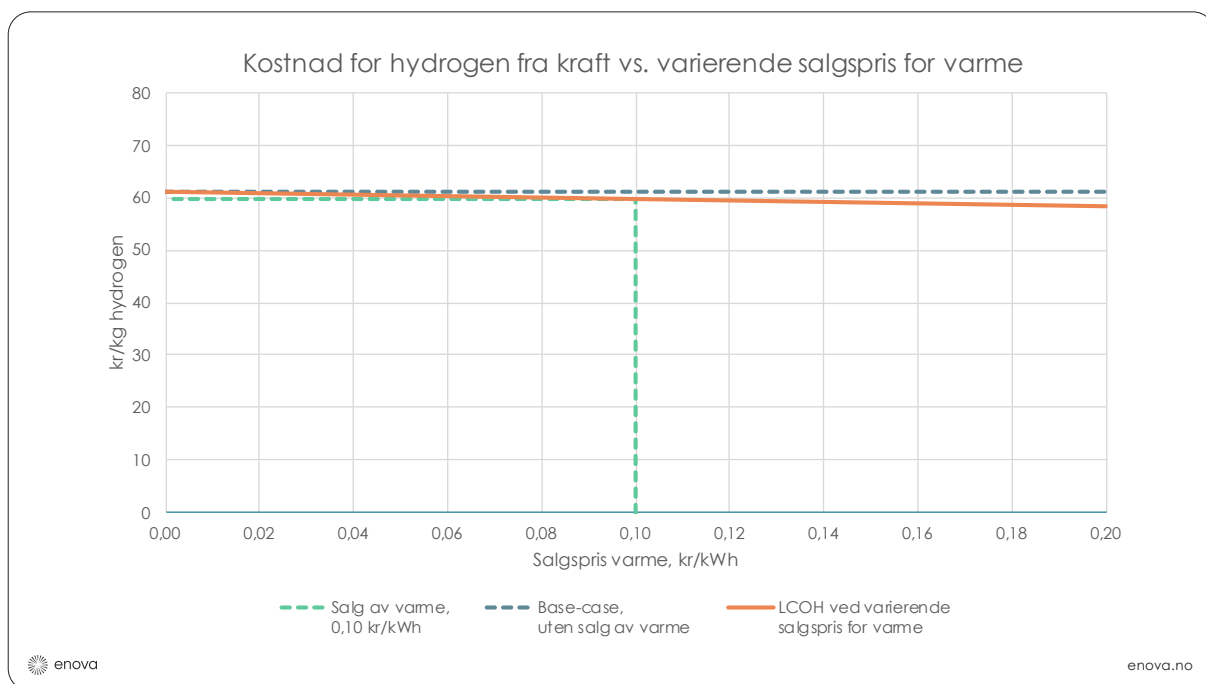
Elektrolysørene i base-caset har en virkningsgrad på 66%. Det vil si at det er et tap av varme til omgivelsene på i overkant av 30%. Denne varmen kan utnyttes og selges til aktører som trenger varme, for eksempel industri, oppdrettsnæringen eller som fjernvarme. Man får også overskuddsvarme fra komprimeringsprosessen, som kan gjenvinnes fra kjølevann. Felles for overskuddsvarmen fra prosessene er at det er varme ved relativt lave temperaturer, som er vanskeligere å gjenvinne og bruke enn overskuddsvarme ved høyere temperaturer.

Det meste av varmen i prosessen blir værende i hydrogengassen mens noe blir overført til selve cellestacken og må gjenvinnes derfra. I en nyere studie⁶ estimeres det at om teknologi for å gjenvinne overskuddsvarme tas i bruk, vil systemvirkningsgraden kunne økes til om lag 95% for elektrolysørene. Det vil si at 5% av den totale tilførte energien går tapt som spillvarme mens resten kan fanges og benyttes. Med utgangspunkt i en virkningsgrad på 66% for elektrolysørene, vil et energitap til spillvarme på 5% tilsvare at om lag 30% av den tilførte energien kan gjenvinnes som overskuddsvarme. Det vil altså si at 30% av 50 kWh elektrisk energi tilført per kg hydrogen produsert kan fanges som varme, som tilsvarer om lag 15 kWh per kg hydrogen.

Figur 10 viser kostnaden for hydrogen hvor salgpris for varme er tatt til fratrukk i kostnadsgrunnlaget. Figuren legger til grunn at 15 kWh varme kan samles og selges til markedet per kg hydrogen som produseres.

Markedsprisen for varme vil være avhengig av sluttbruker og geografisk plassering av anlegget. En generell betraktning er at den samlede verdien av oksygenet i utgangspunktet er forventet vesentlig å overstige verdien av spillvarmen i prosessen.

⁶ A combined heat and green hydrogen (CHH) generator integrated with a heat network, Burrin et al., 2021. Se <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890421008621>



Figur 10. Kostnaden for produksjon av hydrogen hvor salgpris for varme er tatt til fra trekk i kostnadsgrunnlaget. Det er lagt til grunn at man kan selge 15 kWh varme per kg hydrogen som produseres fra anlegget.

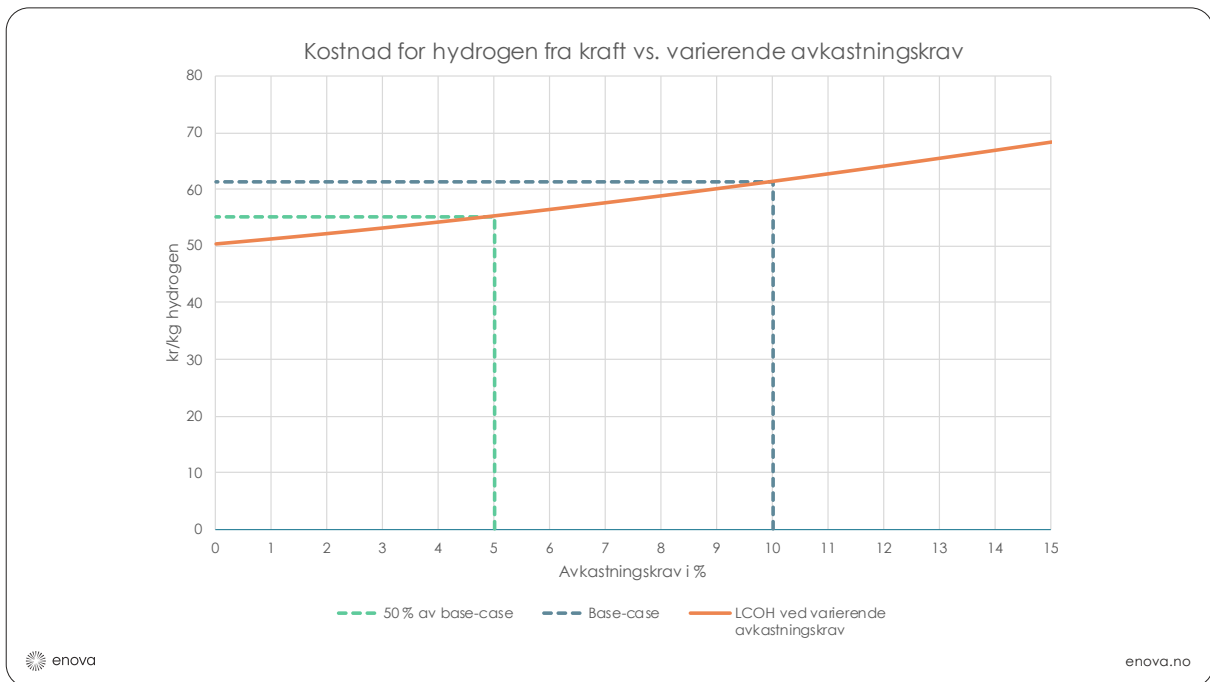
Det bør også nevnes at å tilgjengeliggjøre biprodukter vil kreve ekstra investeringer i utstyr og eventuelt infrastruktur for å flytte oksygen eller varme til kunder. Størrelsen på disse investeringene vil være svært avhengige av prosjektet, avstand til kunde av biproduktet og andre forhold som for eksempel geografi/topografi. Å kvantifisere størrelsen på disse med stor sikkerhet er dermed vanskelig ut ifra datasettet Enova besitter.

En generell betraktning er at for å oppnå de mest lønnsomme prosjektene bør en produsent etterstrebe at alle produkter som produseres genererer inntekter, da dette kan gi store utslag i prosjektøkonomien, muligens opp mot 20% økt inntektsstrøm gjennom livsløpet. Dette er såpass vesentlig at det bør være førende for hvor produksjonsanlegg for hydrogen fra kraft lokaliseres, slik at alle produkter kan utnyttes i stor grad. Dette henger også sammen med effektiv utnyttelse av energi og ressurser generelt.

Avkastningskrav

I base-caset ble det lagt til grunn et avkastningskrav på 10% for prosjektet. Hvilket avkastningskrav som brukes, påvirker den samlede kostnaden for produksjon av hydrogen, hvor et høyere avkastningskrav gir en høyere produksjonskostnad. Man kan se for seg at avkastningskravet til hydrogenproduksjons-prosjekter vil kunne senkes etter hvert som teknologier og markeder modnes fordi prosjektene da anses å ha lavere risiko.

Figur 11 viser avkastningskravets innvirkning på kostnaden for produksjon av hydrogen. Om avkastningskravet reduseres til 5% gjennom prosjektets levetid, reduseres kostnaden for produksjon av én kg hydrogen med 6 kroner, eller 10%.



Figur 11. Avkastningskravets innvirkning på kostnaden for produksjon av hydrogen. Om avkastningskravet reduseres til 5% gjennom prosjektets levetid, reduseres kostnaden for produksjon av én kg hydrogen med 6 kroner, eller 10%.

CO₂-kompensasjon

I Norge og en rekke europeiske land vil produsenter av produkter man antar er særlig utsatt for karbonlekkasje, være berettiget såkalt CO₂-kompensasjon.⁷ Dette er en kompensasjon produsenter kan få som er begrunnet i den antatte økte kraftprisen som en følge av kvotehandelsystemet. Fra siste revisjon av CO₂-kompensasjonsordningen som trådte i kraft fra 2021, er hydrogen blant produkter som gir rett til CO₂-kompensasjon. I praksis betyr det at man får utbetalt en kompensasjon fra staten etterskuddsvis per kWh man har brukt i produksjonen av hydrogen. Ordningen er rettighetsbasert.

Størrelsen på CO₂-kompensasjonen avhenger blant annet av kvoteprisen. For 2023 oppgir Miljødirektoratet at kvoteprisen (såkalt emission allowances price, EUA) som skal brukes er på 844,28 kr per tonn CO₂. Ut ifra den gjeldende CO₂-kompensasjonsordningen og reglene for hydrogenproduksjon⁸ vil dette tilsvare en kompensasjon på 26,3 øre per kWh, eller om lag 14,50 kroner per kg produsert hydrogen. Fra 2022 har Regjeringen signalisert at det vil innføres et kvoteprisgulv på 200 kroner per tonn CO₂ som kommer til fratrukk fra kvoteprisen før CO₂-kompensasjonen beregnes. I dette tilfellet vil CO₂-kompensasjonen for hydrogenproduksjon for 2023 bli 20,0 øre per kWh, eller om lag 11 kroner per kg produsert hydrogen.

CO₂-kompensasjonsordningen gjelder foreløpig frem til 2030 i Norge, men må vedtas i statsbudsjettet år for år. Regjeringen står selv fritt til å endre ordningen eller eventuelt å fjerne den. I Hurdalsplattformen – regjeringsplattformen til sittende regjering i Norge, er det stadfestet at «regjeringen vil videreføre og styrke CO₂-kompensasjonsordningen, eller tilsvarende ordninger så lenge det er behov, for å sikre industriens konkurranseevne og hindre karbonlekkasje».

For en produsent av hydrogen vil det kunne gjøre en vesentlig forskjell på kostnaden for produksjon av hydrogen om dagens CO₂-kompensasjonsordning kan legges til grunn gjennom deler av eller hele prosjektets levetid. Tabell 3 under viser kostnaden for produksjon av hydrogen i tre forskjellige caser hvor man antar at dagens CO₂-kompensasjonsordning, inkludert forslaget om kvoteprisgulv

⁷ CO₂-kompensasjonsordningen forvaltes av Miljødirektoratet i Norge, se <https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/co2-kompensasjon/>

⁸ Se [Forskrift om CO₂-kompensasjon](#)



på 200 kroner per tonn, varer i henholdsvis 6 år (ut 2030), 10 år (halve prosjektets levetid) eller 20 år (hele prosjektets levetid). Finansdepartementets karbonprisbaner for kvotepliktige utslipp for bruk i samfunnsøkonomiske analyser⁹ er lagt til grunn for beregningen. De faktiske kvoteprisene som er brukt er gjengitt i Vedlegg 1. Beregningen er gjort ved å regne ut levetidskostnaden for produksjon av hydrogen (LCOH) når CO₂-kompensasjonen kommer til fratrukk fra kraftprisen i kontantstrømmen for prosjektet år for år. Første driftsår er satt til år 2025, som i base-caset, og kvoteprisene er satt med utgangspunkt i år 2025 og etterfølgende år.

Tabell 3. Kostnad for produksjon av hydrogen når CO₂-kompensasjon kommer til fratrukk i kraftprisen i kontantstrømmen i prosjektet år for år.

Beskrivelse av case	LCOH [kr/kg]	Endring fra base case	
		[kr/kg]	[% reduksjon]
Dagens CO₂-kompensasjonsordning inkludert kvoteprisgulv opprettholdes gjennom prosjektets levetid i 20 år	46	-15	25
Dagens CO₂-kompensasjonsordning inkludert kvoteprisgulv beholdes i 10 år	52	-9	16
Dagens CO₂-kompensasjonsordning inkludert kvoteprisgulv avvikes etter år 2030	55	-6	10

I dens enkleste forstand kan man se for seg at CO₂-kompensasjonen kommer til fratrukk i salgsprisen for hydrogen til markedet hvert år en produsent mottar kompensasjon. For et prosjekt i 2023 som mottar nesten 15 kroner i kompensasjon per kg produsert hydrogen, vil dette kunne redusere kostnaden for produksjon med tilsvarende beløp dette året. I praksis utbetales CO₂-kompensasjonen etterskuddsvis året etter at produktet er produsert. I dette arbeidet ble det i tillegg valgt å vurdere hvilken effekt CO₂-kompensasjonen vil kunne ha på kostnaden for produksjon av hydrogen over livsløpet til prosjektet, gitt tre forskjellige scenarier.

Denne fremgangsmåten gir et mer komplett bilde enn kun å referere til effekten av CO₂-kompensasjonen i ett enkelt år, siden kvoteprisen er forventet å øke fremover i tid, og dermed CO₂-kompensasjonen. Ved å regne inn hele kompensasjonen over livsløpet, kan man dermed komme fram til den forventede totale kostnaden per produserte kg hydrogen ved prosjektstart. Dette selvfølgelig gitt at prosjektet allerede på dette tidspunktet kan legge CO₂-kompensasjonen til grunn som en realistisk inntektsstrøm (eller mer presist en reduksjon i kostnaden for kraft). Med denne fremgangsmåten ser vi i Tabell 3 at kostnaden for hydrogen kan reduseres med fra 6 til 15 kr/kg hydrogen ut ifra de tre casene som ble definert.

⁹ Se <https://www.regjeringen.no/no/tema/okonomi-og-budsjett/statlig-okonomistyring/karbonprisbaner-for-bruk-i-samfunnsokonomiske-analyser/id2878113/>

Produsere hydrogen når kraftprisen er lav

Casestudie



I et fornybart kraftsystem i Europa er det ventet større svingninger i kraftprisen enn i dag. Dette vil føre til perioder med lav kraftpris, for eksempel når det produseres for mye kraft i Europa. Da vil kraftsystemet ha behov for at denne kraften kan brukes eller lagres, og hydrogenproduksjon er ansett som en god løsning for dette. Ifølge EUs hydrogenstrategi vil om lag 25% av all produsert kraft i EU i 2050 kunne gå til produksjon av hydrogen,¹⁰ ved at hydrogenproduksjonsanleggene skrur på og produserer når det er overskudd av kraft i energisystemet og dermed en lav kraftpris.

Ut ifra Enovas datagrunnlag, har vi modellert hva kostnaden for produksjon av hydrogen ville blitt om man tok utgangspunkt i å produsere kun i kortere perioder når det er tilstrekkelig lav kraftpris. Hva kraftprisen vil kunne bli i et slikt fremtidsscenario for 2050 i Norge og Europa og hvor stor andel av året en slik pris vil kunne oppnås, er høyst usikkert. For å modellere en kraftpris og produksjonstid gjennom året som kan gi mening i et 2050-perspektiv, ble det etablert to scenarier inspirert av framskrivninger fra Statnetts langsiktige markedsanalyse fra 2023.¹¹ Følgende to scenarier ble brukt:

- Scenario 1 – Norge: kraftpris 10 øre per kWh, 10% av tiden
- Scenario 2 – Europa: kraftpris 10 øre per kWh, 20% av tiden

Fordi Norge også i 2050 vil ha et kraftsystem med en stor andel av regulerbar vannkraft, forventer Statnett at det vil være lengre perioder med lav kraftpris i Europa enn i Norge. Dette er bakgrunnen for forskjellen i de to scenariene. Kraftprisen som er oppgitt er modellert som total kraftpris, altså inkludert en eventuell nettleie.

Man vil forvente at investeringskostnadene per installert kapasitet hydrogenproduksjon har falt betraktelig i 2050 sammenlignet med i dag. For å utforske mulighetsrommet ble det definert to caser for nivå på investeringskostnadene som ble modellert i analysen:

- Dagens 2023: kostnadsnivå for investeringer som gitt i base-caset i denne rapporten
- Offensiv 2050: 80% reduksjon i kostnad for elektrolyser, 50% reduksjon i annen investeringskostnad

Det må understrekes at disse to casene er tenkte caser for å undersøke et mulighetsrom, både knyttet til kostnader for kraft og fremtidige investeringskostnader. Det kan for eksempel godt hende at et optimalisert case ville produsert hydrogen større andel av tiden og til en noe høyere kraftpris. Dette arbeidet har ikke søkt å finne det optimale punktet mellom produksjonstid og kraftpris, men heller analysert ett enkelt case ut ifra rammebetingelser som kan forsvares som et ikke usannsynlig scenario med utgangspunkt i Statnetts langsiktige markedsanalyse.

Disse to casene ble så modellert for begge scenariene, Norge og Europa, og med prosjektlevetid på både 20 og 30 år. En lengre levetid ble tatt med i analysen da man kan anta at produksjonsanlegget kan oppnå en lengre levetid når det bare driftes en mindre andel av tiden. På grunn av dette ble også kostnaden for reinvestering i cellestacker etter ti år (og eventuelt etter 20 år når levetiden ble satt til 30 år) tatt bort fra kostnadsgrunnlaget. Resultatene er fremstilt i Tabell 4.

¹⁰ Se <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52020DC0301>

¹¹ Se <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf>



Tabell 4. Kostnad for produksjon av hydrogen i perioder med lav kraftpris. I scenario 1 – Norge antas produksjon ved 10 øre per kWh 10% av tiden gjennom året, mens scenario 2 – Europa legger til grunn samme kraftpris med produksjon 20% av tiden gjennom året. «Dagens 2023» og «Offensiv 2050» refererer til nivå på investeringskostnader, hvor offensiv legger til grunn vesentlig reduserte investeringskostnader i 2050. Et avkastningskrav på 10% er lagt til grunn, som i base-caset i denne rapporten.

10% Avkastningskrav	Scenario 1 – Norge 10 øre/kWh, 10% av tiden		Scenario 2 – Europa 10 øre/kWh, 20% av tiden	
	Dagens 2023 [kr/kg]	Offensiv 2050 [kr/kg]	Dagens 2023 [kr/kg]	Offensiv 2050 [kr/kg]
Levetid				
20 år	205	97	109	55
30 år	187	89	100	51

Resultatene i Tabell 4 viser at produksjonskostnaden for én kg hydrogen øker drastisk i scenario 1 – Norge både med dagens nivå for investeringskostnader og med sterkt reduserte investeringskostnader i 2050. Dette gjelder både for levetid på 20 og 30 år. Det vil med andre ord si at å produsere kun 10% av tiden ved svært billig kraft ikke regnes hjem i denne analysen verken med dagens kostnadsnivå, eller med svært reduserte investeringskostnader i 2050.

Som beskrevet tidligere er produksjonsstrategien som beskrevet her primært relevant for Europa i 2050, og områder hvor man forventer store svingninger i kraftprisen gjennom året, inkludert perioder med svært lav kraftpris og behov for å stabilisere energisystemet ved at større kraftforbrukere slås på. Dette betyr at det mest relevante caset i Tabell 4 kan anses som scenario 2 – Europa med vesentlig reduserte investeringskostnader for produksjonsanlegget, her eksemplifisert med «Offensiv 2050». Med 20 års levetid blir kostnaden for produksjon av hydrogen i dette caset om lag 55 kr per kg, mens den reduseres til 51 kr per kg med prosjektlevetid på 30 år. Dette tilsvarer en reduksjon fra base-caset i rapporten på mellom 15 og 20%.

I base-caset ble det brukt et avkastningskrav på 10% for prosjektene. Dette reflekterer det nivået som ble lagt til grunn i prosjektene i datagrunnlaget for rapporten. I fremtiden med moden teknologi i et modent og likvid hydrogenmarked, er det naturlig å forvente at et lavere avkastningskrav kan legges til grunn. Mange prosjekter med fornybar kraftproduksjon baseres for eksempel på langsiktige kraftkjøpsavtaler (såkalte power purchase agreements, PPAer), hvor markeds- og prissikoen er lav, og dermed også avkastningskravet. Tabell 5 viser hvordan resultatene fra analysen over ville blitt seende ut om et avkastningskrav på 4% ble lagt til grunn i stedet.

Tabell 5. Kostnad for produksjon av hydrogen i perioder med lav kraftpris, med redusert avkastningskrav til 4%, ellers like parametere som gitt i Tabell 4.

4% Avkastningskrav	Scenario 1 – Norge 10 øre/kWh, 10% av tiden		Scenario 2 – Europa 10 øre/kWh, 20% av tiden	
	Dagens 2023 [kr/kg]	Offensiv 2050 [kr/kg]	Dagens 2023 [kr/kg]	Offensiv 2050 [kr/kg]
Levetid				
20 år	132	84	72	38
30 år	107	69	60	33



I dette tilfellet vil kostnaden for produksjon av hydrogen med reduserte investeringskostnader i Europa-scenarioet i 2050 bli 38 kr/kg for prosjekter med 20 års levetid, og 33 kr/kg med 30 års levetid. I og med at både avkastningskravet, produksjonsrate og kraftpris er endret i dette tilfellet, kan det ikke sammenliknes direkte med base-caset.

En kostnad på 30 kr per kg hydrogen tilsvarer om lag 75 øre per kWh.¹² Dette kan sammenliknes med markedsprisen for naturgass for å forstå kostnadsnivået. Per april 2023 ligger prisen for importert naturgass i Europa på om lag 38 euro per MWh,¹³ eller 45 øre per kWh (ved euronkurs 11,74 kroner per euro). Med andre ord er 30 kr per kg hydrogen i nærheten av det dobbelte av dagens naturgasspris i Europa.

Det bør presiseres at 38 euro per MWh historisk sett er en høy pris for naturgass. Om lag 20 euro per MWh, tilsvarende rundt 25 øre per kWh, er en mer historisk riktig pris. For hydrogen tilsvarer dette en produksjonskostnad på om lag 10 kr per kg hydrogen. Samtidig vil kvotepriser og CO₂-avgifter føre til en høyere pris på fossile brensler i fremtiden, noe som gjør at historiske lave priser blir mindre relevante å vurdere i sammenlikninger av scenarioer for 2050.

¹² Merk at denne kostnaden baserer seg på hydrogenets høyere brennverdi og et energiinnhold på 39,39 kWh per kg hydrogen. I denne rapporten har virkningsgrader og energiinnhold blitt oppgitt etter hydrogenets lavere brennverdi, som tilsvarer et energiinnhold på 33,3 kWh per kg hydrogen. Salgspriser for naturgass oppgis på børsen etter naturgassens høyere brennverdi. For at prisene skal kunne sammenliknes brukes derfor også høyere brennverdi for hydrogenet i dette avsnittet.

¹³ Se <https://tradingeconomics.com/commodity/natural-gas>, og velg «Natural Gas EU Dutch TTF». Hentet 28. april 2023.

Oppsummering

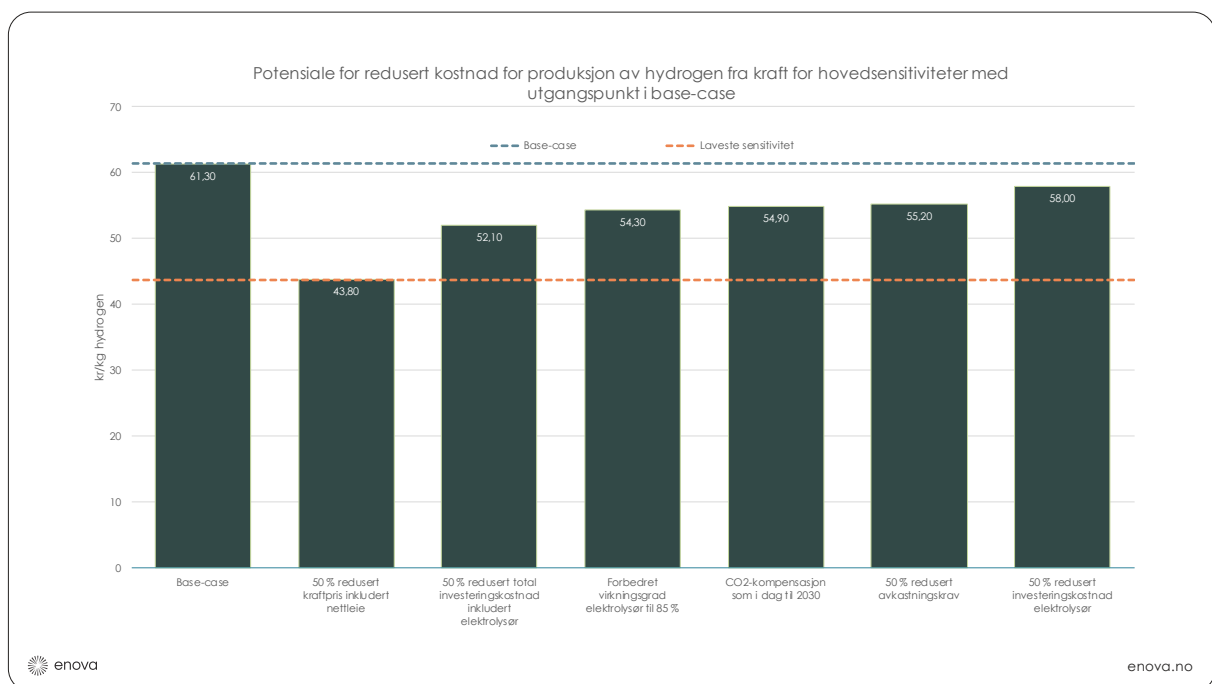


Denne rapporten har som formål å bidra med kunnskap om hva kostnadsnivået for produksjon av hydrogen fra kraft kan være i Norge i dag. Dataene som brukes baseres seg på faktiske og modne prosjekter som ble omsøkt i forbindelse med støtteprogrammet «Hydrogen til maritim transport». Ved å offentliggjøre generaliserte resultater basert på disse dataene, håper Enova å bidra til bedre kunnskap og forståelse blant dem som ønsker å ta i bruk hydrogen som klimaløsning i dag eller i fremtiden.

Det er viktig å understreke at selv om dataene baseres seg på modne prosjekter, foreligger det fremdeles stor usikkerhet rundt det faktiske kostnadsnivået for hydrogenproduksjon både i dag og i fremtiden. Dette henger blant annet sammen med de store endringene i makroøkonomien det siste året, med høy inflasjon, høye råvarepriser, svak kronekurs osv. Dette påvirker et hvert industrielt investeringsprosjekt betraktelig og bidrar generelt til et høyere kostnadsnivå.

Sensitivitetsanalysene i rapporten er ment som et verktøy for at leseren selv kan få et inntrykk av hvilke parametere som kan gi vesentlige utslag på kostnadsnivået for hydrogenproduksjon i fremtiden. Ulike sensitiviteter kan kombineres for å danne et bilde av hvordan en gitt utvikling i for eksempel investeringskostnader og kraftpris kan påvirke forventet pris for hydrogenen i 2030 eller 2050.

Figur 12 under viser en oppsummering av sammenliknbare sensitiviteter for de viktigste parametere som ble presentert i denne rapporten; 50% reduksjon i parameteren sammenliknet med størrelsen som ble brukt i base-caset. For parametere virkningsgrad og CO₂-kompensasjon, som ikke kan fremstilles som en gitt reduksjon fra base-caset, er sensitivitet ved henholdsvis økt virkningsgrad til 85% og CO₂-kompensasjon frem til 2030 lagt inn i figuren for å illustrere størrelsesordener sammenliknet med de andre sensitivitetene. Enova tar ikke stilling til hvilken utvikling som er mer eller mindre sannsynlig i denne rapporten. Dette er opp til hver enkelt leser å gjøre en vurdering av.



Figur 12. Oppsummering av sammenliknbare sensitiviteter for de viktigste parametere som ble presentert i denne rapporten; 50% reduksjon i parameteren sammenliknet med størrelsen som ble brukt i base-caset. For parametere virkningsgrad for elektrolyser og CO₂-kompensasjon, som ikke kan fremstilles som en gitt reduksjon fra base-caset, er sensitivitet ved henholdsvis økt virkningsgrad til 85% og CO₂-kompensasjon frem til 2030 lagt inn i figuren for å illustrere størrelsesordener sammenliknet med de andre sensitivitetene.

Vedlegg



Vedlegg 1

Karbonprisbaner lagt til grunn for beregning av CO₂-kompensasjon

		Case 1		Case 2		Case 3	
År		Kvotepreis	Fratrukket kvotepreisgulv	Kvotepreis	Fratrukket kvotepreisgulv	Kvotepreis	Fratrukket kvotepreisgulv
1	2025	872	672	872	672	872	672
2	2026	915	715	915	715	915	715
3	2027	937	737	937	737	937	737
4	2028	961	761	961	761	961	761
5	2029	985	785	985	785	985	785
6	2030	1010	810	1010	810	1010	810
7	2031	1065	865	1065	865		
8	2032	1123	923	1123	923		
9	2033	1185	985	1185	985		
10	2034	1249	1049	1249	1049		
11	2035	1318	1118				
12	2036	1790	1590				
13	2037	1466	1266				
14	2038	1546	1346				
15	2039	1631	1431				
16	2040	1720	1520				
17	2041	1743	1543				
18	2042	1766	1566				
19	2043	1789	1589				
20	2044	1812	1612				