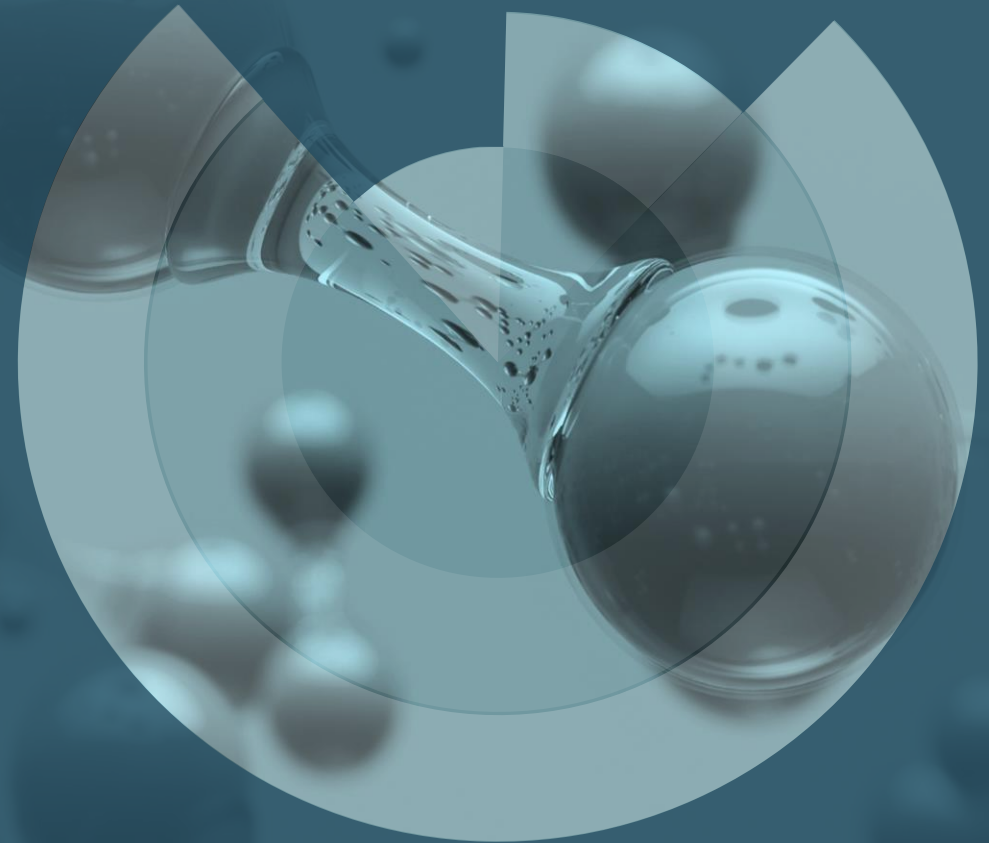

Vurdering av tilgjengelige støtteordningers betydning for utvikling av hydrogenprosjekter i Norge

06.06.2024

THEMA Consulting Group



Innholdsfortegnelse

- 1 Introduksjon
- 2 Støtteordninger for hydrogenprosjekter
- 3 Oppdatering: Betydning av CO2-kompensasjonsordningen
- 4 Vurdering av støtteordningenes betydning: case for transport, industri og maritimt



Innhold

Innfasing av hydrogen og hydrogenbaserte drivstoff i norsk industri og transport er viktige klimatiltak. Men, til tross av lansering av mange ulike støtteordninger, har det foreløpig vært få investeringsbeslutninger i den norske hydrogenneringen.

THEMA Consulting Group har på oppdrag fra Norsk Hydrogenforum gjennomført en overordnet vurdering av hvilken betydning de ulike lanserte virkemidlene kan ha for hydrogenneringen. Analysen innebærer en kartlegging av hvilke støtteordninger som er tilgjengelige for norske hydrogenprosjekter, samt en kostnadsanalyse av hvilken betydning de ulike ordningene har for å håndtere merkostnadene og risiko knyttet til omstilling til hydrogendrift i industri, tungtransport og maritim transport. Analysen ble først presentert på NHFs medlemsmøte 14.mars 2024, og ble deretter i mai 2024 oppdatert for å hensynta nylige endringer i CO2-kompensasjonsordningen.

Disclaimer

Denne rapporten er utarbeidet for Norsk Hydrogenforum (NHF).

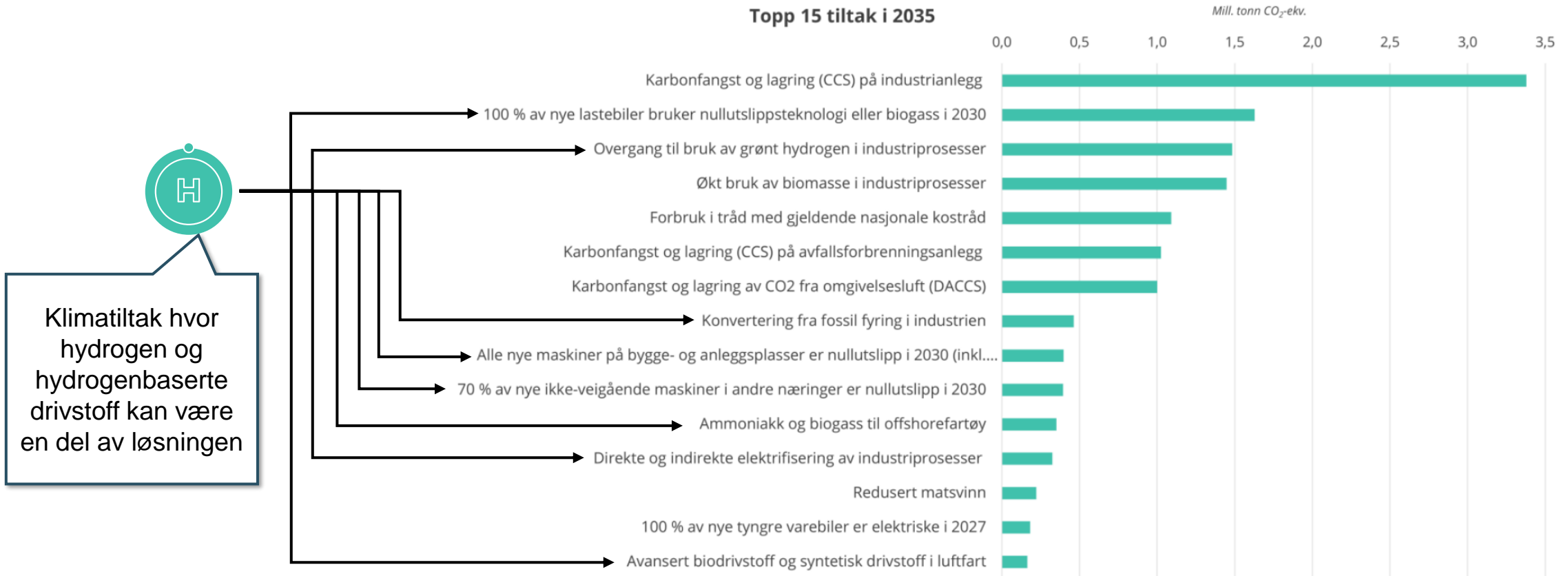
THEMA Consulting Group AS (THEMA) påtar seg ikke ansvar for tap som er lidt av NHF eller andre som følge av at vår rapport, eller utkast til rapport, er distribuert, gjengitt eller på annen måte benyttet i strid med bestemmelsene i vårt engasjement med NHF.

Enhver handling som gjennomføres på bakgrunn av vår rapport foretas på eget ansvar. NHF og øvrige oppdragsgivere har rett til å benytte informasjonen i denne rapporten i sin virksomhet, i samsvar med forretningsvilkårene i vårt engasjementsbrev.

THEMA beholder opphavsrett og alle andre immaterielle rettigheter til ideer, konsepter, modeller, informasjon og "know-how" som er utviklet i forbindelse med vårt arbeid.

Innfasing av hydrogen og hydrogenbaserte drivstoff i norsk industri og transport er viktige klimatiltak

Miljødirektoratets oversikt over de femten viktigste tiltakene med størst utslippsreduksjonspotensial i 2035



Innholdsfortegnelse

- 1 Introduksjon
- 2 **Støtteordninger for hydrogenprosjekter**
- 3 Oppdatering: Betydning av CO2-kompensasjonsordningen
- 4 Vurdering av støtteordningenes betydning: case for transport, industri og maritimt



Kartleggingen dekker ulike virkemidler som er tilgjengelige for norske hydrogenaktører i dag, samt en oversikt over foreslåtte innretninger av driftsstøtteordninger

Dagens ordninger, med fokus på ENOVAs investeringsstøtteordninger og CO2-kompensasjonsordningen

Tilgjengelige støtteordninger for norske hydrogenprosjekter innenfor industri og tungtransport

Tilgjengelige støtteordninger for norske hydrogenprosjekter innenfor maritim sektor

ENOVA tilbyr en rekke støtteordninger for norske hydrogenprosjekter innenfor maritim, tungtransport og industri

Også CO2-kompensasjonsordningen vil komme hydrogenprodusenter til gode

Karbonprisen i EU er flere ganger høyere enn i konkurrerende områder

CO2-kompensasjonsordningen skal hindre karbonlekkasje til land utenfor Europa

EU's klimahandlingsplan (EU4) gir en kostnadstøtte ved strømproduksjon basert på bruk av fornybare energikilder som overføres til strømproduksjon. CO2-kompensasjonsordningen er et skattemotivert tiltak som skal bidra til å redusere utslippene av CO2 fra industri og energisektoren. Ordningen er foreslått innført i 2023. Det er usikkert om den vil videreføres eller dekke utslippene fra CO2 fra industri og energisektoren. Ordningen, og dens betydning for hydrogenproduksjonskostnader, beskrives i detalj i neste del av rapporten.

Kilder: OurWorldInData, Reconnancy, SAP Global Investing, CARB

THEMA Consulting Group 11

Ulike mulige innretninger av driftsstøtte- og differansekontraktmekanismer for hydrogen

Selv om mye er likt, er det noen forskjeller mellom driftsstøtte og differansekontrakter

Driftsstøtte

- Direkte tilskudd eller subsidier gitt til produsentene
- Støtten kan være basert på ulike markedspriser osv.
- Driftsstøtte gir vanligvis som en hydrogen

Differansekontrakter

European Hydrogen Bank har akkurat gjennomført sin første auksjonsrunde for driftsstøtte og to land har signalisert at de vil benytte seg av EHBs auksjonstjeneste

Norsk Hydrogenforum har utarbeidet et forslag til differansekontrakter

ZERO har utarbeidet flere forslag til innretning av differansekontrakter

Modell 1: Konkurransbaserte differansekontrakter for produksjon

Modell 2: Konkurransbaserte differansekontrakter for sluttbrukere

ZEROs evaluering av modellen

ZEROs evaluering av modellen

Kilder: EU Commission, Eassey 11

Kilder: Norsk Hydrogenforum 2023

Kilder: Differansekontrakter for H₂

Kilder: Differansekontrakter for hydrogen (ZERO, 2023)

THEMA Consulting Group 18

Kartleggingen er ikke utfyllende og ulike aktører i hydrogenverdikjeden kan ha mulighet til å motta støtte gjennom ulike ordninger som ikke er dekket her. For eksempel er ikke frikvoter til hydrogenprodusenter inkludert i utredningen.

ENOVA tilbyr en rekke støtteordninger for norske hydrogenprosjekter innenfor maritim, tungtransport og industri



Sektor	Ordning	Beskrivelse	Søknadsfrist
Maritim	1 Hydrogen i fartøy	<ul style="list-style-type: none"> • Investeringsstøtte til prosjekter som skal ta i bruk hydrogen som drivstoff i fartøy. • Programmet kan gi støtte til prosjekter som omhandler investering i nytt fartøy eller i ombygging av eksisterende fartøy, eller i en kombinasjon av disse. • Programmet er konkurransebasert (Competitive bidding) 	<ul style="list-style-type: none"> • Første søknadsfrist er passert og tildelinger forventes offentliggjort sommeren 2024. • Ny søknadsrunde i løpet av høsten 2024. Oppdaterte dokumenter publiseres ila mai.
	2 Ammoniakk i fartøy	<ul style="list-style-type: none"> • Investeringsstøtte til prosjekter som skal ta i bruk ammoniakk som drivstoff i fartøy. • Programmet kan gi støtte til prosjekter som omhandler investering i nye fartøy, i ombygging av eksisterende fartøy, eller i en kombinasjon av disse. • Programmet er konkurransebasert ("Competitive bidding") 	<ul style="list-style-type: none"> • Første søknadsfrist er passert og tildelinger forventes offentliggjort sommeren 2024. • Ny søknadsrunde i løpet av høsten 2024. Oppdaterte dokumenter publiseres ila mai.
	3 Hydrogenproduksjon til maritim transport 2027	<ul style="list-style-type: none"> • Investeringsstøtte til hydrogenproduksjon fra elektrisk kraft og infrastruktur for å gjøre hydrogenet tilgjengelig til fartøy. • Støtten vil tildeles gjennom konkurranse innenfor tre geografiske konkurranseområder, med kostnadseffektivitet som viktigste rangeringskriterium. Programmet er konkurransebasert ("Competitive bidding") 	<ul style="list-style-type: none"> • Søknadsfrist 5.september 2024 • Det planlegges kun for én utlysning gjennom dette støtteprogrammet
	4 Ammoniakkinfrastruktur	<ul style="list-style-type: none"> • Investeringsstøtte til ilandføring, lagring og bunkring av ammoniakk for å gjøre det tilgjengelig til maritime fartøy som skal bruke det som drivstoff 	<ul style="list-style-type: none"> • Lanseres høsten 2024 • Beskrivelse er kun foreløpig. Programkriterier og søknadsfrist kan endres basert på innspillrunde i markedet
Tungtransport	5 Tunge nullutslippskjøretøy	<ul style="list-style-type: none"> • Investeringsstøtte til prosjekter som ønsker å redusere klimagassutslipp fra tunge kjøretøy, med enten elektrisitet eller hydrogen. • Støtten vil tildeles gjennom konkurranse, med kostnadseffektivitet og reduksjon i CO₂-utslipp/støttekrone som viktigste rangeringskriterium. 	<ul style="list-style-type: none"> • Programmet har jevnlig søknadsfrister. Neste frist er 14.juni 2024
	6 Fyllestasjoner til tunge hydrogenkjøretøy	<ul style="list-style-type: none"> • Investeringsstøtte til fyllestasjoner for tunge hydrogenkjøretøy. • Støtten vil tildeles gjennom konkurranse, med kostnadseffektivitet og markedspotensial som viktigste rangeringskriterium. 	<ul style="list-style-type: none"> • Programmet har flere planlagte søknadsfrister. Neste frist er 30.august 2024
Industri	7 Industri 2050	<ul style="list-style-type: none"> • Industri 2050 retter seg mot industrielle punktutslipp. Programmet kan støtte pilotering og investering i innovativ/ny teknologi som fører til reduksjon i klimagassutslipp • Gjelder for industrielle prosjekter rettet mot reduksjon av bruk av fossile energibærere til oppvarming og mekaniske arbeidsprosesser, reduksjon av klimagassutslipp fra produksjonsprosesser, og fangst og permanent lagring av CO₂-utslipp. • Hvor mye støtte et prosjekt kan få vurderes individuelt. 	<ul style="list-style-type: none"> • Søknader behandles fortløpende
Alle sektorer	8 Teknologi for bærekraftige energibærere	<ul style="list-style-type: none"> • Programmet skal støtte pilotering (TRL5 og oppover) av ny eller vesentlig forbedret teknologi for biodrivstoff og biogass, og hydrogenbaserte energibærere. Prosjektene må være knyttet til teknologi som brukes oppstrøms i verdikjedene. 	<ul style="list-style-type: none"> • Søknader behandles fortløpende

Kilde: [Enova](#)

Tilgjengelige støtteordninger for norske hydrogenprosjekter innenfor maritim sektor

Ordning	Type støtte	Støttenivå	Status	Kriterier	Innrettet mot					
					Produksjon	Distribusjon/ infrastruktur	Slutt- bruker	Industri	Maritim	Tung- transport
1 Hydrogen i fartøy	Investering	<ul style="list-style-type: none"> Opp til 80% av godkjente merkostnader Maksimalt 300 MNOK 30 MEUR om beløpet er lavere på søknadstidspunkt 	Aktiv	<ul style="list-style-type: none"> FID innen 12 mnd. Minst 25% av fartøyets energi må komme fra CO₂-fritt drivstoff de fem første driftsårene Skal ikke omhandle støtte til fartøy i offentlig rutegående trafikk 	×	×	✓	×	✓	×
2 Ammoniakk i fartøy	Investering	<ul style="list-style-type: none"> Opp til 80% av godkjente merkostnader Maksimalt 300 MNOK 30 MEUR om beløpet er lavere på søknadstidspunkt 	Aktiv	<ul style="list-style-type: none"> FID innen 12 mnd. Minst 25% av fartøyets energi må komme fra CO₂-fritt drivstoff de fem første driftsårene Skal ikke omhandle støtte til fartøy i offentlig rutegående trafikk 	×	×	✓	×	✓	×
3 Hydrogenproduksjon til maritim transport 2027	Investering	<ul style="list-style-type: none"> Opp til 80% av godkjente kostnader. Støttebeløpet per prosjekt kan ikke overskride følgende grenser per konkurranseområde: Sør-Norge (NO1, NO2 og NO5): 500 MNOK. Midt- og Nord-Norge (NO3 og NO4): 320 MNOK 	Aktiv	<ul style="list-style-type: none"> FID innen 12 mnd. etter offentliggjøring av tilsagn. Frist for idriftsettelse av anlegg innen 3,5 år etter offentliggjøring av tilsagn Hydrogenproduksjonen må være RFNBO-compliant med minimum 10 MW elektrolysekapasitet Minimumavstand fra andre ENOVA-støttede prosjekter på 150 km. 	✓	×	×	×	✓	×
4 Ammoniakkinfrastruktur	Investering	<ul style="list-style-type: none"> Opp til 80% av investeringskostnadene 	Varslet	<ul style="list-style-type: none"> Kriterier foreløpig ikke offentliggjort 	×	✓	×	×	✓	×

Tilgjengelige støtteordninger for norske hydrogenprosjekter innenfor industri og tungtransport

Ordning	Type støtte	Støttenivå	Status	Kriterier	Innrettet mot						
					Produksjon	Distribusjon/ infrastruktur	Slutt- bruker	Industri	Maritim	Tung- transport	
5	Tunge nullutslippskjøretøy	Investering	<ul style="list-style-type: none"> Inntil 60% av godkjente merkostnader kan støttes Støtten tildeles prosjektene som bidrar til å kutte mest CO₂ per støttekrone 	Aktiv	<ul style="list-style-type: none"> Kjøretøy med totalvekt over 4250 kg kan motta støtte Kjøretøyet må være førstegangsregistrert senest 18 mnd etter innvilget støtte. Dersom kjøretøyet blir avregistrert for eksport innen tre år etter førstegangsregistrering må støttemottakeren betale tilbake hele støttebeløpet 	×	×	✓	×	×	✓
6	Fyllestasjoner til tunge hydrogenkjøretøy	Investering	<ul style="list-style-type: none"> Kan søkes om inntil 40% av godkjente merkostnader, oppad begrenset til 10 MNOK 	Aktiv	<ul style="list-style-type: none"> Skal primært brukes av kjøretøy over 4250 kg I drift innen 18 mnd etter vedtak Driftsplikt på minst 5 år Gjelder ikke fyllestasjoner for offentlig støttet trafikk Skal levere fornybart hydrogen i hele levetiden 	×	✓	×	×	×	✓
7	Industri 2050*	Investering	<ul style="list-style-type: none"> Pilot: 25%** av godkjente kostnader inntil 25 MEUR Utredning: 50%** av godkjente kostnader inntil mellom 10 og 50 MNOK, avhengig av potensial for utslippsreduksjon Investering: 40%** av godkjente kostnaderr inntil 30 MEUR 	Aktiv	<ul style="list-style-type: none"> Demonstrasjon av spesifikke teknologier for å kutte klimagassutslipp Gis ikke støtte til kommersielle investeringer Programmet gir kun støtte til utvikling og realisering av ny teknologi 	×	×	✓	✓	×	×
8	Teknologi for bærekraftige energibærere	Investering	<ul style="list-style-type: none"> Pilot Eksperimentell utvikling: Mellom 25% - 45% av godkjente kostnader Pilot industriell forskning: Inntil 15%, men maksimalt 50% av godkjente kostnader Utredning Gjennomførbarhetsstudier: 50% av inntil 10 MNOK per prosjekt 	Aktiv	<ul style="list-style-type: none"> Demonstrasjon av hydrogenbaserte energibærere som ikke gir utslipp av CO₂ Prosjektet kan omhandle teknologier langs hele verdikjeden frem til, men ikke inkludert bruk Programmet støtter ikke prosjekter som omhandler teknologi for produksjon av karbonholdige drivstoff 	✓	✓	×	×	×	×

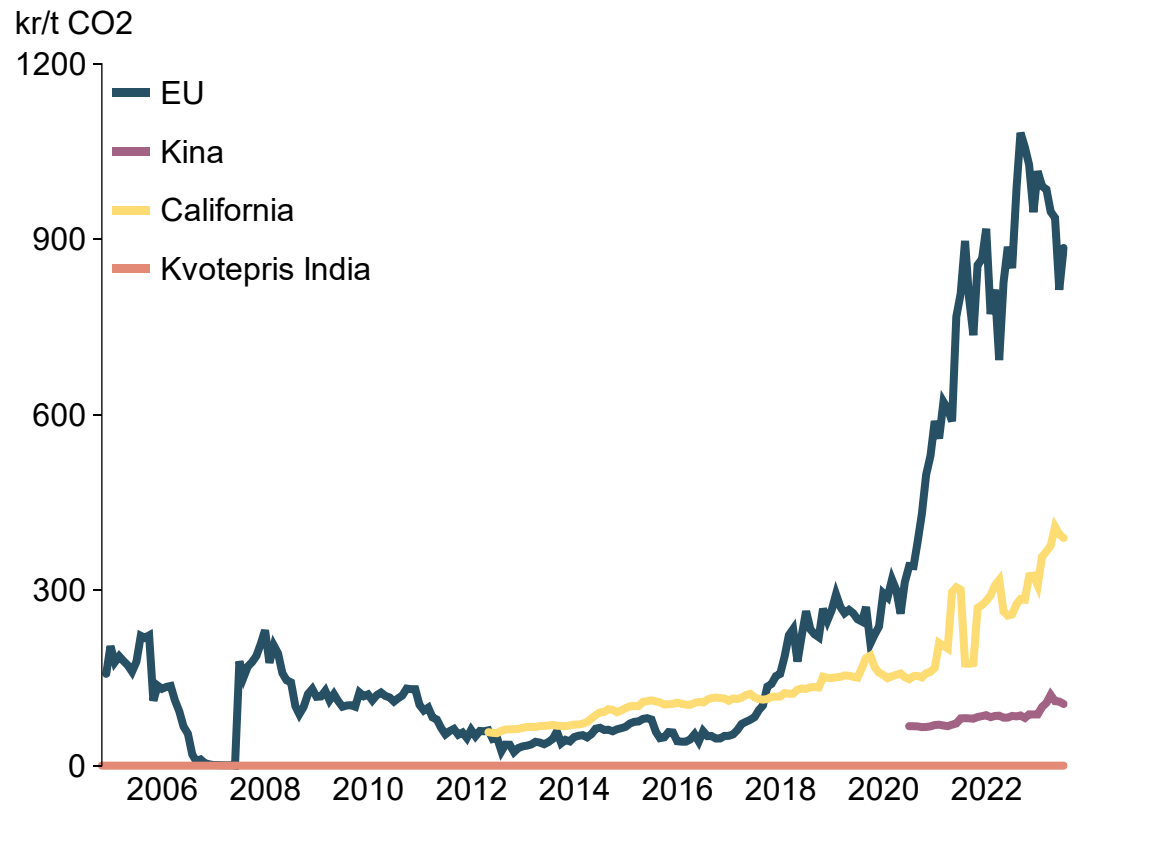
Kilde: [Enova](#)

* Industri 2050 er innrettet primært mot sluttbruker innen industri.

** Maksimal støttesats avhenger av størrelsen på bedriften og kan avvike fra oppgitte satser på visse vilkår.

Også CO2-kompensasjonsordningen vil komme hydrogenprodusenter til gode

Karbonprisen i EU er flere ganger høyere enn i konkurrerende områder



CO2-kompensasjonsordningen skal hindre karbonlekkasje til land utenfor Europa

EUs kvotehandelsystem (EUA) gir en kostnadsøkning ved strømproduksjon basert på bruk av fossile energikilder som overføres til strømprisene. CO2-kompensasjonsordningen er et tiltak som land kan innføre for å støtte sektorer som er utsatt for karbonlekkasje, for å forhindre at karbonlekkasje oppstår som følge av klimapolitikken.

Produsenter av grønn hydrogen er inkludert i Norges CO2-kompensasjonsordning og skal kompenseres for en andel av kostnadseffekten EUAs har på kraftprisen.

Ordningen er foreløpig planlagt å vare til utgangen av 2030. Det er usikkert om den vil videreføres etter dette, ettersom EUs karbontoll, CBAM, vil spille en stadig større rolle i å forhindre karbonlekkasje etter 2030.

Ordningen, og dens betydning for hydrogenproduksjonskostnaden, beskrives i detalj i neste del av rapporten.

Frikvoter (for klimagassutslipp) til grønn hydrogenproduksjon kan potensielt utgjøre en støtte i samme størrelsesorden som CO2-kompensasjon. Frikvoter er utenfor scope i denne analysen.

Andre ordninger som er tilgjengelige for norske aktører, samt ulike forslag til driftsstøtteordninger

	Ordning (ikke utfyllende)	Beskrivelse
Norske finansieringsordninger	1 Grønt investeringstilskudd i distriktene	<ul style="list-style-type: none"> Grønt investeringstilskudd retter seg mot industribedrifter som skal gjennomføre større investeringsprosjekter i det distriktspolitiske virkeområdet. Prosjektene som skal søke om investeringstilskudd må bidra til grønn omstilling, verdiskaping og sysselsetting. Prosjektene må kvalifiseres for prinsippene i EUs taksonomi for bærekraftige aktiviteter Tilgjengelig ramme i 2024 er 130 MNOK. Ordinære, løpende driftskostnader kan ikke støttes. Det er kun kostnadene relatert til prosjektet og som kommer i tillegg til selskapets ordinære drift, som kan inngå.
	2 Eksfin-midler	<ul style="list-style-type: none"> Eksfin tilbyr statlige lån og garantier som støtter norske eksportbedrifter, deres underleverandører og utenlandske kjøpere gjennom ulike stadier av internasjonaliseringsprosessen, inkludert vekst, forhandlinger, produksjon, leveranse og investeringer. Eksfin kan finansiere hydrogenprosjekter som fører til eksport
Europeiske driftsstøtteordning	3 European Hydrogen Bank (EHB)	<ul style="list-style-type: none"> EHB er et initiativ for å fremme utviklingen av hydrogeninfrastruktur og teknologi i Europa I november 2023 ble auksjonen strukturert som "pay-as-bid". I pilotauksjonen er støtten innrettet som driftsstøtte til produksjon, hvor kun modne prosjekter forventes å nå opp i konkurransen om midlene. SKIGA ble eneste norske støttemottaker i pilotauksjonen (et av syv prosjekter).
Foreslåtte driftsstøtteordninger for norsk hydrogenbransje	4 European Hydrogen Bank - Auksjonstjeneste	<ul style="list-style-type: none"> Som en videreføring av EHB jobber nå EU-kommisjonen med å utvide pilotauksjonen gjennom en ordning kalt "Auction as a service" Denne ordningen vil gjøre det mulig for medlemsland å bruke sine nasjonale budsjetter til å finansiere ekstra prosjekter som deltar i auksjonen etter at innovasjonsfondets budsjett er tildelt. Dette er ikke en ordning hvor Norge deltar i dag
	5 Differansekontrakter	<ul style="list-style-type: none"> Differansekontrakter er finansielle kontrakter som betaler differansen mellom en referansepris og en garantipris fastsatt i kontrakten. Flere aktører har forslått ulike modeller for hvordan differansekontrakter kan utformes i Norge, inkludert Norsk Hydrogenforum og Miljøstiftelsen ZERO.

Det er noen prinsipielle forskjeller mellom driftsstøtte og differansekontrakter

Driftsstøtte

Beskrivelse

- Direkte tilskudd eller subsidie gitt til hydrogenprodusent eller sluttbruker for å redusere driftskostnadene
- Støtten kan være basert på ulike faktorer som produksjonskostnader, markedspriser osv.
- Driftsstøtte gis vanligvis som en fast sum per enhet produsert eller brukt hydrogen

Eksempel

- Første pilotauksjon i **European Hydrogen Bank** er innrettet som driftsstøtte til hydrogenprodusenter, se mer informasjon neste side.
- I tillegg er **hydrogenbankens auksjonstjeneste** «Auction-as-a-service» også innrettet som driftsstøtte.

Differansekontrakter

Beskrivelse

- Differansekontrakter er finansielle kontrakter der betaler må dekke differansen mellom en fast og en (markeds-)referansepris
- I praksis kan differansekontrakter utformes for å gi støtte som varierer med prisen på innsatsfaktorer og fossile alternativer
- De to hovedegenskapene ved differansekontrakter er at de kan gi en sikker, avtalt markedspris over tid (risikoavlastning) og en effektiv høyere markedspris (støtteordning)

Eksempel

- Per i dag ingen slik ordning tilgjengelig for norske hydrogenaktører. **Norsk Hydrogenforum** og **Miljøstiftelsen ZERO** har utarbeidet to forslag til innretning av differansekontrakter i Norge. Se omtale på påfølgende sider.

European Hydrogen Bank har akkurat gjennomført sin første auksjonsrunde for driftsstøtte og to land har signalisert at de vil benytte seg av EHBs auksjonstjeneste



Kriterer: Modne produksjonsprosjekter foretrekkes

Prosjekter er verifisert som RFNBO-kompatibelt	Maksimalt støttetak 4,5 €/kg
Minimum 5 MW elektrolysekapasitet	Omfattende dokumentasjon av prosjektets modenhet
10 års fastpris premie	Prosjektet må være i full drift innen 5 år



Målet med pilotauksjonen er å fastsette en markedspris for hydrogen

- Resultatene fra auksjonen vil danne grunnlag for Hydrogenbankens fremtidige initiativer, inkludert støtte til hydrogenproduksjon for import til EU
- I november 2023 ble auksjonen strukturert som "pay-as-bid". I kommende runder kan det vurderes alternative strukturer, for eksempel en CfD eller CCfD
- For å forhindre spekulativ budgivning må alle bud være støttet av en bankgaranti, hvor en prosentandel kan trekkes fra mottakeren hvis 5-årsfristen overskrides
- Modne prosjekter prioriteres



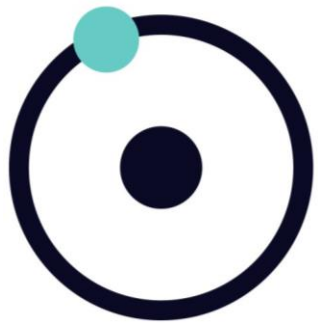
Resultatene fra første runde viser at interessen for slike ordninger er stor, også blant norske aktører

132 bud meldt inn, hvorav 119 var kvalifiserte	Bud fra 0,37- 4,5 €/kg. Høyeste bud som fikk tilsagn var på 0,48 €/kg
1500 MW elektrolysekapasitet blant vinnerbudene	Syv prosjekter deler hele potten. SKIGA eneste norske vinner
10 års fast premium	Gjennomsnittlig tid for oppstart for alle søkere 2,9 år

Auksjonstjeneste

- For å unngå fragmentering og redusere administrative kostnader i Europas tidlige hydrogenmarked, vil EU-kommisjonen utvide pilotauksjonene for Innovasjonsfondet som en plattform for EEA-land.
- Denne ordningen er kalt «Auction as a service», og vil gjøre det mulig for medlemsland å bruke sine nasjonale budsjetter til å finansiere ekstra prosjekter som deltar i auksjonen etter at innovasjonsfondets budsjett er tildelt.
- Frem til nå har Tyskland, med 350 millioner euro og Østerrike med 432 millioner euro annonsert at de ønsker å delta

Norsk Hydrogenforum har utarbeidet et forslag til **differansekontrakter**



**Norsk
Hydrogenforum**

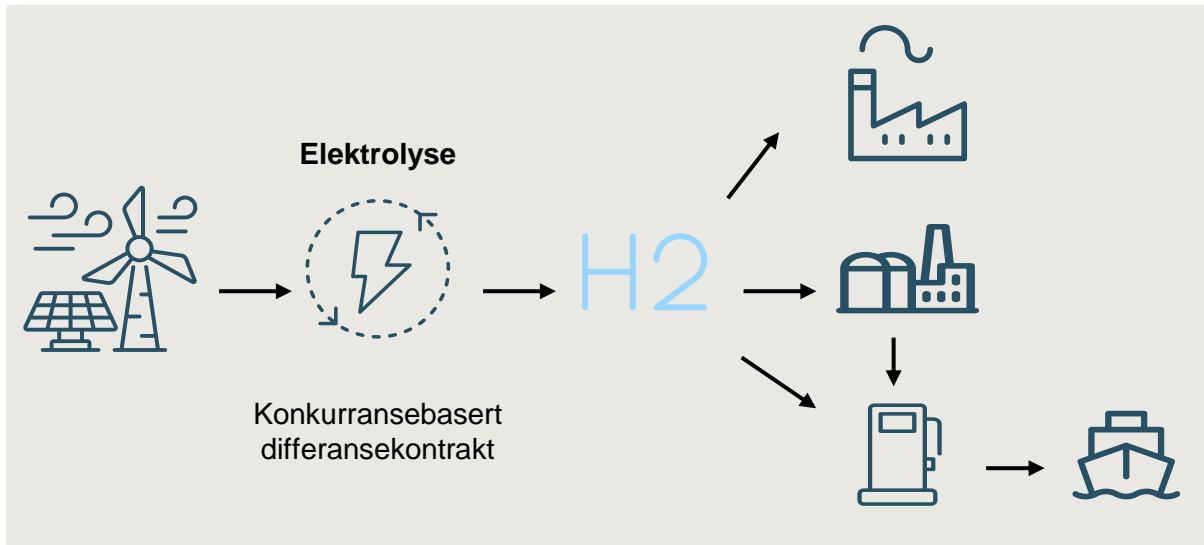
Kort beskrivelse av forslaget

- **Formål:** Utjevne prisforskjeller mellom hydrogen og fossilbaserte drivstoff og innsatsfaktorer.
- CfD lyses ut som en **konkurranse** der det konkurreres på lavest mulig støttekrone per kg produsert hydrogen. For å kunne delta i konkurransen må enkelte modenhetskrav oppfylles.
- **Støtten i differansekontrakten utbetales per kilo hydrogen**, hvor støttenivået er differansen mellom en produktpris og en referansepris. Denne referanseprisen burde være forskjellig for ulike sluttbrukere.
- Støtten gis til produsenter eller brukere av hydrogen. NHF mener det er behov for å stimulere både produksjon og bruk. Støtten burde også gis til både blå og grønn hydrogenproduksjon, inkludert hydrogenderivater.
- CfD anbefales å inngå i en total virkemiddelpakke der også investeringsstøtte og andre støtteordninger inngår.

ZERO har utarbeidet flere forslag til innretning av **differansekontrakter**

Modell 1: Konkurransebaserte differansekontrakter for produksjon

Differansekontrakter for produksjon av hydrogen



- Utlysning av **differansekontrakter for produksjon av hydrogen**
- **Ordningen er konkurransebasert** gjennom omvendt auksjon eller administrativ tildeling basert på ulike kriterier
- **Utlysninger** kan skje årlig eller annenhvert år frem til 2030 eller lengre for å øke produksjonen
- **Kontrakter varer vanligvis 10-15 år** for å sikre investeringsforutsigbarhet
- **Prosjekter må være modne** med intensjonsavtaler med kunder og kraftleverandører

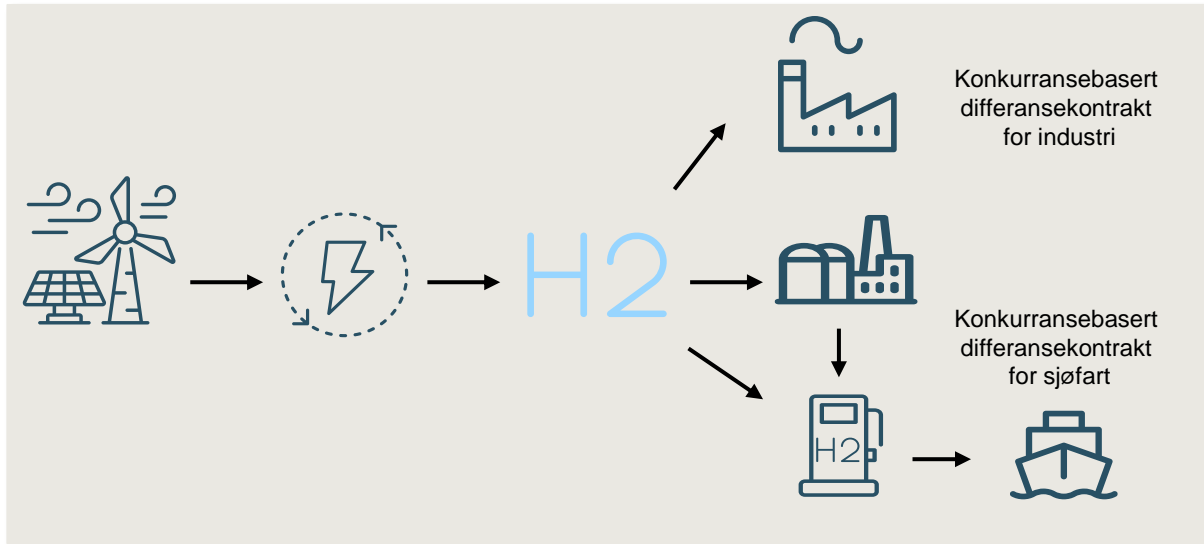
ZEROs evaluering av modellen

1	Styringseffektivitet	<ul style="list-style-type: none">• Modellen sikrer betaling for grønt hydrogen til produsentene, reduserer økonomisk risiko og gir forutsigbarhet• Modellen dekker ikke merkostnader i verdikjeden direkte og er avhengig av tilleggsskatter som investeringstøtte og infrastruktur
2	Kostnadseffektivitet	<ul style="list-style-type: none">• Modellen sikrer et større antall aktører gjennom differansekontrakter knyttet til elektrolyseleddet, reduserer risikoen for overkompensasjon og oppmuntrer til oppskalering og tillater realisering av stordriftsfordeler i investerings- og driftskostnader
3	Markedseffektivitet	<ul style="list-style-type: none">• Modellen fremmer sunn konkurranse og teknologiutvikling for kostnadsreduksjoner, samtidig som den gir forutsigbarhet for produksjon og legger risiko hos produsentene for å sikre kundeavtaler.
4	Gjennomførbarhet	<ul style="list-style-type: none">• Modellen er komplementær med dagens virkemidler for hydrogenverdikjeden, men krever forarbeid for å sette gode konkurransekriterier og en beregningsmodell for estimert markedspris

ZERO har utarbeidet flere forslag til innretning av **differansekontrakter**





Modell 2: Konkurransebaserte differansekontrakter for sluttbrukere

Differansekontrakter for sluttbrukere for bruk av hydrogen



- **Sluttbrukerne** som kan konkurrere om tildeling av differansekontrakter for bruk av hydrogen, enten til hydrogen i industrielle prosesser eller bruk av hydrogen som drivstoff
- **Konkurransebasert på kostnad per CO₂-reduksjon**, med separate utlysninger for industri og maritim sektor for å unngå sammenligning av ulike kostnadsnivåer
- Konkurransen for **industrien baseres på CO₂-pris**, mens den for **maritim sektor baseres på produktpris for drivstoff**, og differansen som utløses årlig bestemmes gjennom CO₂-pris for industrien og produktpris for maritim sektor

ZEROs evaluering av modellen

1	 Styringseffektivitet	<ul style="list-style-type: none"> • Modellen gir gode rammevilkår for hydrogenforbrukere og kan tilpasses markedsutviklingen • Årlige utlysninger gir økonomisk forutsigbarhet for brukere med lavere merkostnader • Modellen reduserer ikke den finansielle risikoen for produsenter som i modell 1. Derfor vil det fortsatt være usikkerhet i tilgang på produsert hydrogen for brukere og fortsatt markedsrisiko for produsentene.
2	 Kostnadseffektivitet	<ul style="list-style-type: none"> • Budkonkurranse sikrer effektivitet i verdikjeden og fremmer kostnadsreduksjoner gjennom teknologiutvikling og tidlig igangsettelse av prosjekter • Støtte til sluttbruker bidrar til infrastrukturutvikling, men kan også låse inn kunstig høye støttenivåer hvis konkurransen er begrenset
3	 Markedseffektivitet	<ul style="list-style-type: none"> • Modellen gir økt økonomisk sikkerhet for rederier og industriaktører gjennom forutsigbarhet for dekning av merkostnader ved bruk av hydrogen, stimulerer til økt hydrogenbruk og etterspørsel
4	 Gjennomførbarhet	<ul style="list-style-type: none"> • Behov for ulike ordninger for industri og maritimt

Innholdsfortegnelse

- 1 Introduksjon
- 2 Støtteordninger for hydrogenprosjekter
- 3 **Oppdatering: Betydning av CO2-kompensasjonsordningen**
- 4 Vurdering av støtteordningenes betydning: case for transport, industri og maritimt



THEMA har analysert betydningen av CO2-kompensasjonsordningen for hydrogenprodusenter

- **Bakgrunn:** EUs kvotehandelsystem (EUA) gir en kostnadsøkning ved strømproduksjon basert på bruk av fossile energikilder som overføres til strømprisene. CO2-kompensasjonsordningen er et tiltak som land kan innføre for å støtte sektorer som er utsatt for karbonlekkasje, for å forhindre at karbonlekkasje oppstår som følge av klimapolitikken. Produsenter av hydrogen er inkludert i Norges CO2-kompensasjonsordning og skal kompenseres for en andel av kostnadseffekten EUAs har på kraftprisen. Ordningen er foreløpig planlagt å vare til utgangen av 2030. Det er usikkert om den vil videreføres etter dette, ettersom EUs karbontoll, CBAM, vil spille en stadig større rolle i å forhindre karbonlekkasje etter 2030.
- **Nye endringer:** Nylig ble det gjort en endring i ordningen som fjernet et prisgulv for CO2-prisen og i stedet innførte et støttetak på 7 milliarder kroner. Hvis den totale kompensasjonen overstiger dette beløpet, vil alle utbetalinger bli nedjustert proporsjonalt slik at de samlet sett ikke overskrider støttetaket.
- **THEMA har analysert betydningen av endringene:** Analysen har brukt THEMA sine egne scenarier for forbruk og CO2-priser for å si noe om forventet kompensasjon for hydrogenprodusenter. Resultatet kombineres med forventede strømpriser i de samme scenarioene for å si noe om den samlede eksponeringen mot strøm- og CO2-priser.
- **Kilder til informasjon:** THEMA har basert analysen på tidligere arbeid for Norsk Industri, lovtekster, dokumenter fra norske myndigheter og EU-institusjoner. THEMA har også vært i kontakt med representanter for Norsk Industri og Miljødirektoratet, som forvalter ordningen. I en e-post til oss kommenterte en representant for Miljødirektoratet at det ennå ikke er klart for dem nøyaktig hvordan hydrogenproduksjonen vil bli kompensert for EUA-effekten på kraftprisene, ettersom de avventer avklaringer fra EU-kommisjonen. Det er blant annet usikkert om det vil lages en energieffektivitetsstandard for hydrogenproduksjon. Vi har estimert kompensasjonen basert på gjeldende lovtekster*.

**Forskrift om CO2-kompensasjon for industrien for perioden 2021-2030 – Lovdata (20.05.2024)*

Slik forventer vi at CO2-kompensasjon for hydrogenproduksjon i Norge vil bli beregnet

$$CO2 \text{ kompensasjon i NOK/kWh} = \frac{EUA \text{ pris} * P\ddot{a}virkningsfaktor * St\ddot{o}tteintensitet * Alternativstandard}{(1 + \text{overskytende st\ddot{o}tte/st\ddot{o}ttetak})}$$

EUA pris

Tilsvaret gjennomsnittet av daglige sluttkurser i året før støtteåret for EUA forward-kontrakter med levering i desember i støtteåret. Prisene skal hentes fra den børsen med størst volum av EUA terminkontrakter i første kvartal året før støtteåret og omregnes til norske kroner basert på Norges Banks dagskurser. [NOK/t CO₂]. I våre beregninger er valutakursen satt til 11,5 NOK/EUR.

Påvirkningsfaktor

Beregnet faktor som gjenspeiler hvor mye kraftprisene påvirkes av EUA-prisen. Den er 0,53 i perioden 2021-25, ned fra 0,67 i perioden 2013-20. Det forventes en lavere faktor i 2026-30 på grunn av mer fornybar energi i kraftsystemet. [t CO₂ / MWh]*.

Støtteintensitet

Faktor <1 som justerer ned hvor mye av strømforsøket som kan kompenseres. Gjeldende faktor er den maksimale støtteintensiteten som er tillatt av ESA (0,75). Kan bli revidert av ESA på et senere tidspunkt.

Alternativstandard

Standardfaktor gitt for alle bransjer som ikke har en egen energieffektivitetsstandard. Tilsvarte 0,8 i 2021, og justeres ned med 1,09 % per år.

Overskytende støtte

Hvis totalt støtteberettiget beløp overstiger 7 mrd. kroner i løpet av et år (prisjustert), justeres kompensasjonen for alle søkere likt ned inntil den totale støtteutbetalingen fra myndighetene tilsvare støttetaket. Dette er vist i formelen ovenfor, der nevneren bidrar til å justere den totale utbetalingen fra staten.

[Forskrift om CO2-kompensasjon for industrien for perioden 2021-2030](#)

Detaljer om hvordan alternativstandard beregnes i fotnote 18: [ESA note on Norwegian CO2 comp. post 2021](#).

* Som et punkttestimat har vi lagt til grunn følgende påvirkningsfaktor for årene 2026-2030: 0,33 (i stedet for 0,53)

Det er usikkert hva som skjer etter 2030 og hvor mye hydrogenprodusenter vil motta frem til da

Vil ordningen bli videreført etter 2030?

Dagens ordning for CO2-kompensasjon er satt til å vare ut 2030.

EUs karbontoll, CBAM, starter opp i 2026 og har som mål å utligne kostnadsforskjellen som følger av mindre streng klimapolitikk i land utenfor EU. Tanken er at CBAM skal være et virkemiddel mot karbonlekkasje og skal «ta over» for tildeling av vederlagsfrie kvoter og CO2-kompensasjonsordninger.

For hydrogen legges det opp til at CBAM kun tar hensyn til direkte utslipp frem til 2034. Hydrogenproduksjon basert på norsk kraft vil altså fortsatt stå overfor høyere kostnader som følge av klimapolitikk enn produsenter i land hvor klima er lavere på agendaen, selv etter innføringen av CBAM.

Det er usikkert om CO2-kompensasjonsordningen fortsatt eksisterer etter 2030, og i hvilken form. Hydrogenproduksjon i Norge vil i stor grad skje etter 2030. Det er ikke utelukket at den vil forlenges så lenge indirekte utslipp fra hydrogenproduksjon er ekskludert fra CBAM.

Denne analysen tar bare for seg perioden frem til 2030

Hvor mye vil hydrogenprodusenter motta i CO2-kompensasjon?

Det er usikkert hvordan støtten til hydrogenprodusenter skal beregnes.

Sektoren mangler i dag en energieffektivitetsstandard, og hydrogenprodusenter skal da i stedet bruke en alternativstandard kombinert med strømforbruket (se forrige slide). Det betyr at støttemengden er direkte knyttet til kraftforbruket, men nedjustert med en faktor.

Det er mulig at sektoren i stedet vil få en energieffektivitetsstandard. Med en energieffektiviseringsstandard er det fastsatt en faktor for forventet kraftforbruk per enhet produsert. En slik faktor premierer produsenter som er energieffektive, relativt til mindre effektive produsenter. Alternativstandarden gjør det på sin side mindre attraktivt å investere i energieffektivisering, ettersom støtten faller når effektiviteten går opp.

En overgang til energieffektivitetsstandard kan få mye å si for støtten til hydrogenprodusenter. Alle andre ledd i utregning av kompensasjon skalerer likt for samtlige sektorer, og vil derfor ikke få utslag når støttetaket nås. Derimot vil produsentene få en større del av støtten staten deler ut dersom energieffektivitetsstandard er mer gunstig enn alternativstandard.

Denne analysen benytter dagens ordning med alternativstandard

Analysen baseres på THEMA sine scenarier for kraftsystemet

- De tre scenariene spenner ut vår best informerte tolkning av fremtidig utvikling i produksjon, forbruk og CO2-priser.
- Resultatene i denne analysen er direkte påvirket av scenarioantagelsene for CO2-pris og kraftforbruk fra norsk industri.
 - **Base case:** Fremtidsscenario med moderate CO2-priser og etterspørselsutvikling.
 - **Turbulent transition:** Den grønne omstillingen er dyr, og utviklingen av ny produksjon og etterspørsel går tregt. Høye CO2-priser.
 - **Technotopia:** Det grønne skiftet skjer raskt og innebærer høy etterspørselsvekst i industrien og lave CO2-priser.

CO2-pris [EUR/t CO2]

	Base	Turbulent transition	Technotopia
2025	62,0	75,7	59,0
2026	75,9	114,8	62,0
2027	93,3	129,3	65,4
2028	99,6	142,3	68,2
2029	111,3	149,5	66,8
2030	116,1	155,5	63,8

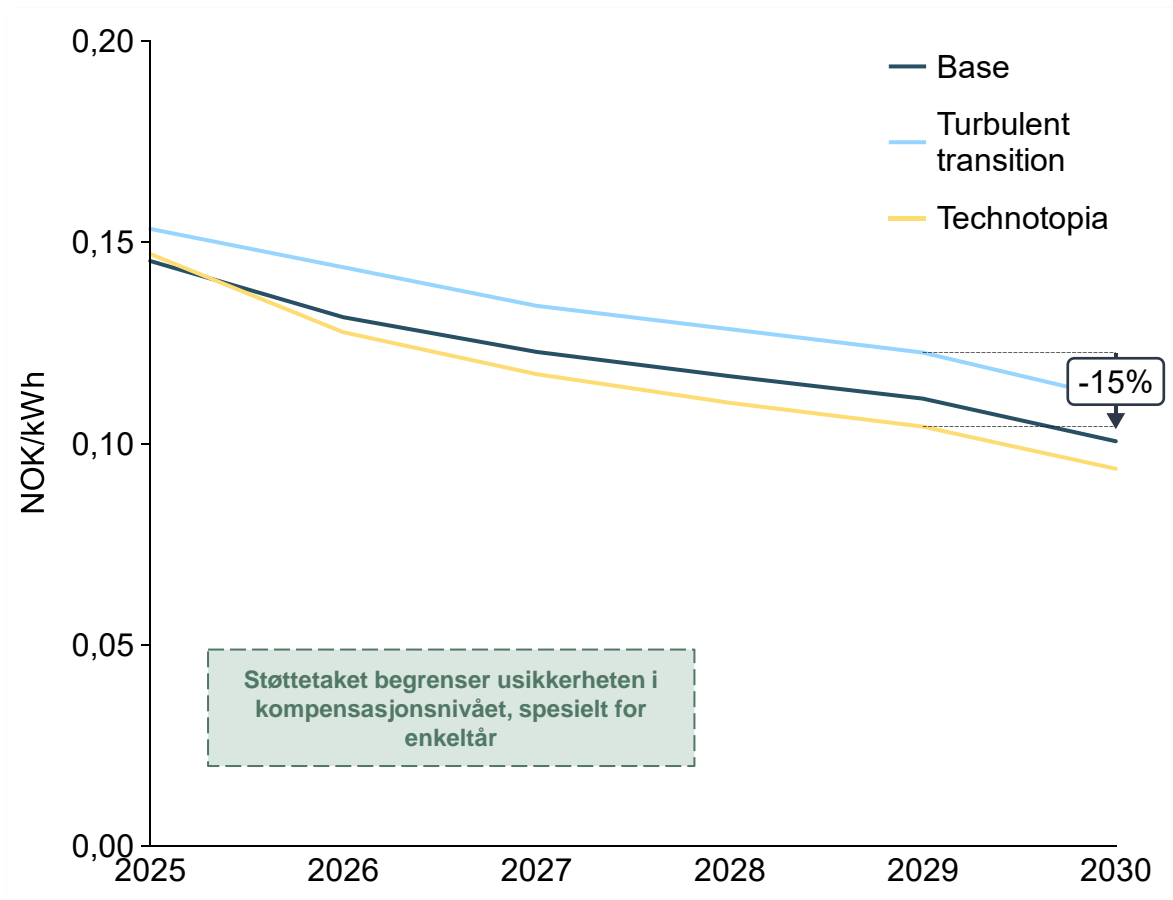
Strømforbruk industrien [TWh]*

	Base	Turbulent transition	Technotopia
2025	61,5	58,3	60,7
2026	65,1	59,5	67
2027	66,7	61	69,9
2028	67,3	61,2	71,4
2029	67,9	61,5	72,4
2030	72,1	65,1	77,3

*Bare en viss andel av denne bransjen antas å delta i kompensasjonsordningen, avhengig av år (ca. 60%)

Støttenivået synker mot 2030 ettersom støtten må deles mellom stadig flere aktører

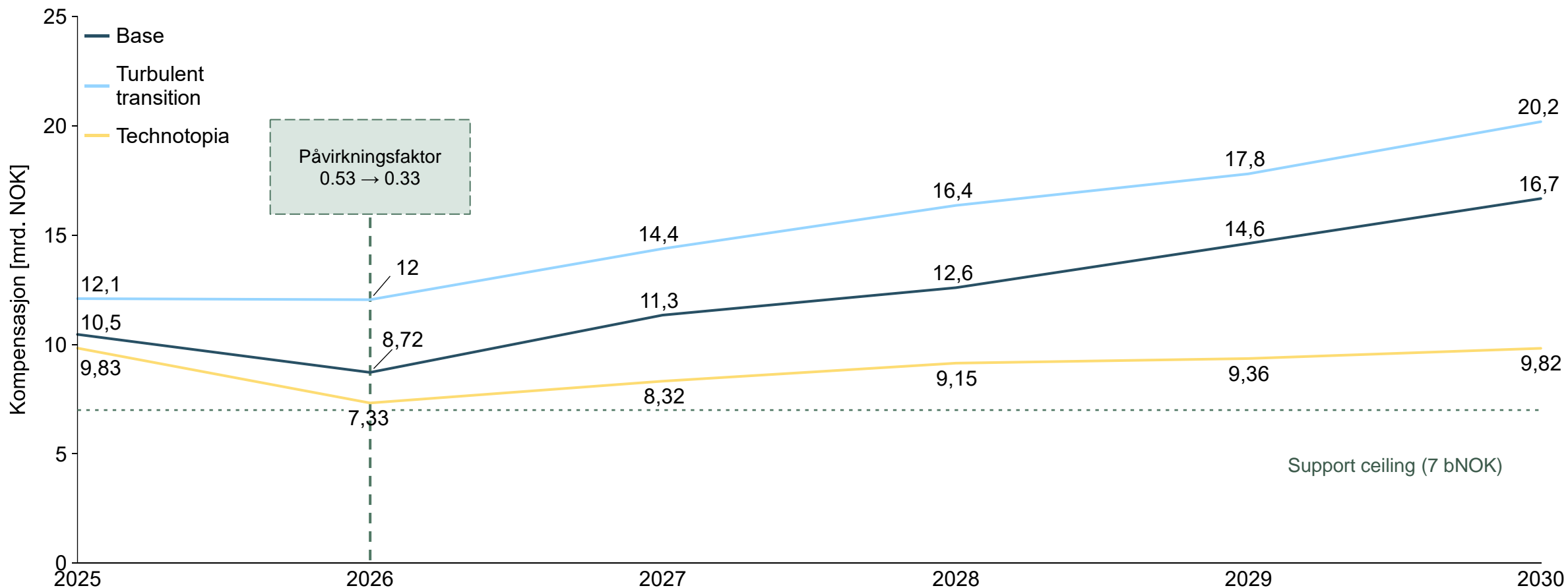
Støttenivået synker over perioden



Scenariet med lavest strømforbruk i industrien gir også høyeste støttenivået per kWh

	Base	Turbulent transition	Technotopia
2025	0,145	0,153	0,147
2026	0,131	0,144	0,128
2027	0,123	0,134	0,117
2028	0,117	0,128	0,110
2029	0,111	0,123	0,104
2030	0,101	0,111	0,094

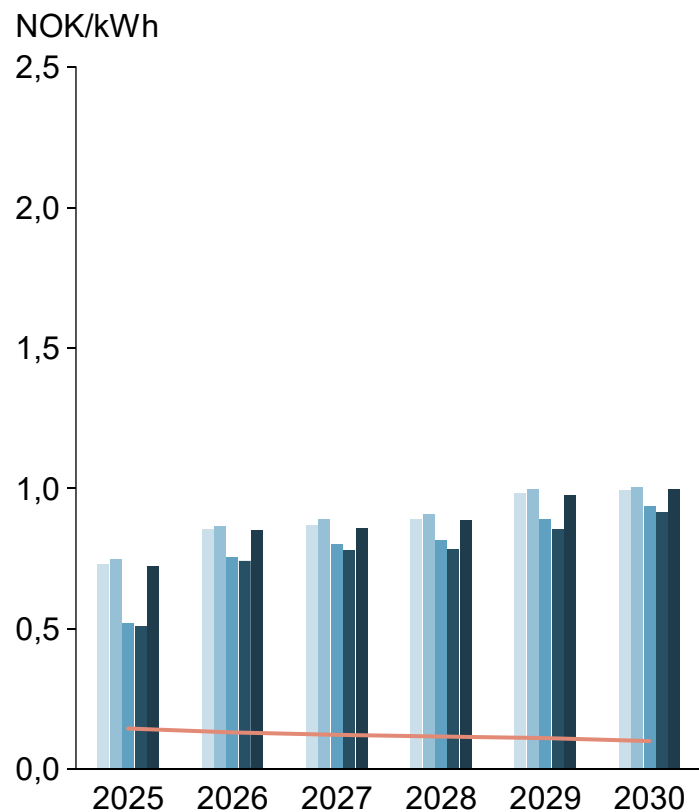
Den totale CO2-kompensasjonen vil overstige taket på 7 mrd. kroner for alle år og scenarioer



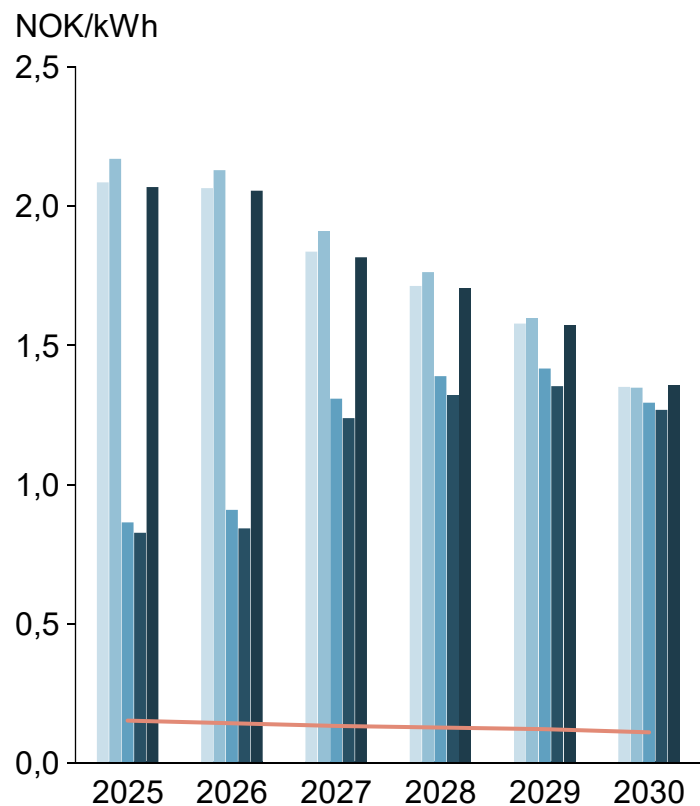
- CO2-prisen er viktigere for den totale kompensasjonen enn etterspørselsvolumet
- Uten prisgulv på 200 og 375 NOK/t CO₂ i henholdsvis 2022 og 2023 ville disse årene også ha oversteget 7 mrd. kroner i samlet kompensasjon

CO2-kompensasjonen er ikke korrelert med strømprisen

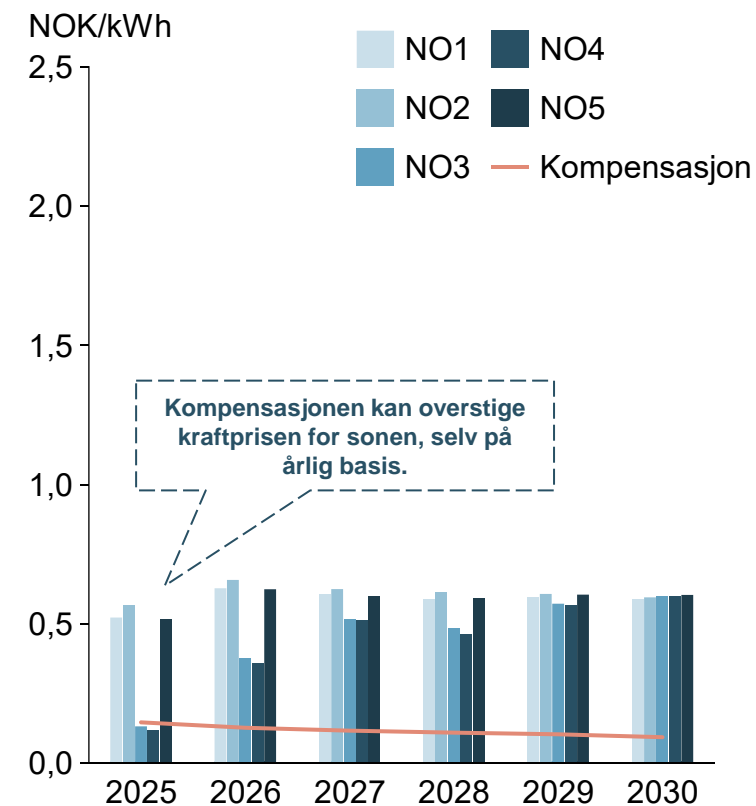
Base scenario



Turbulent transition

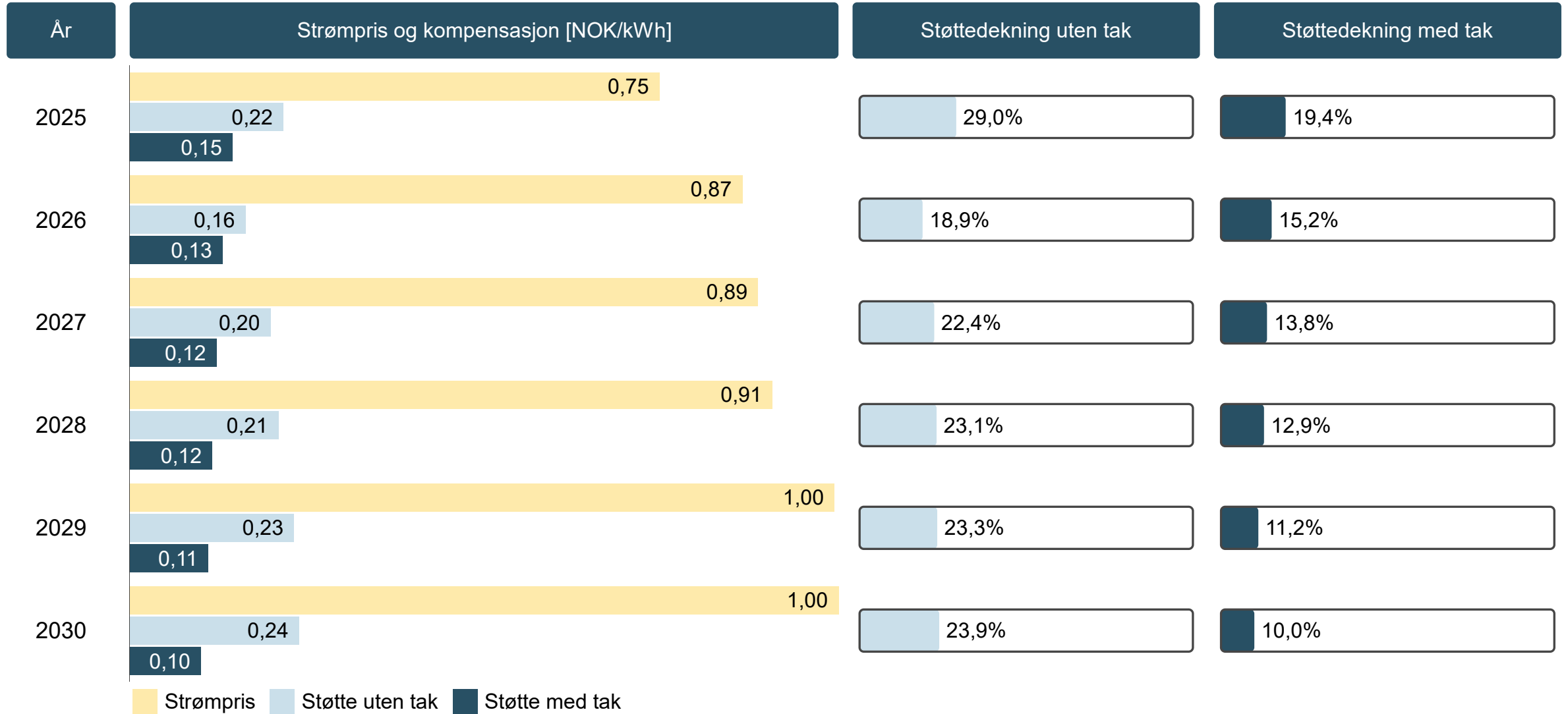


Technotopia



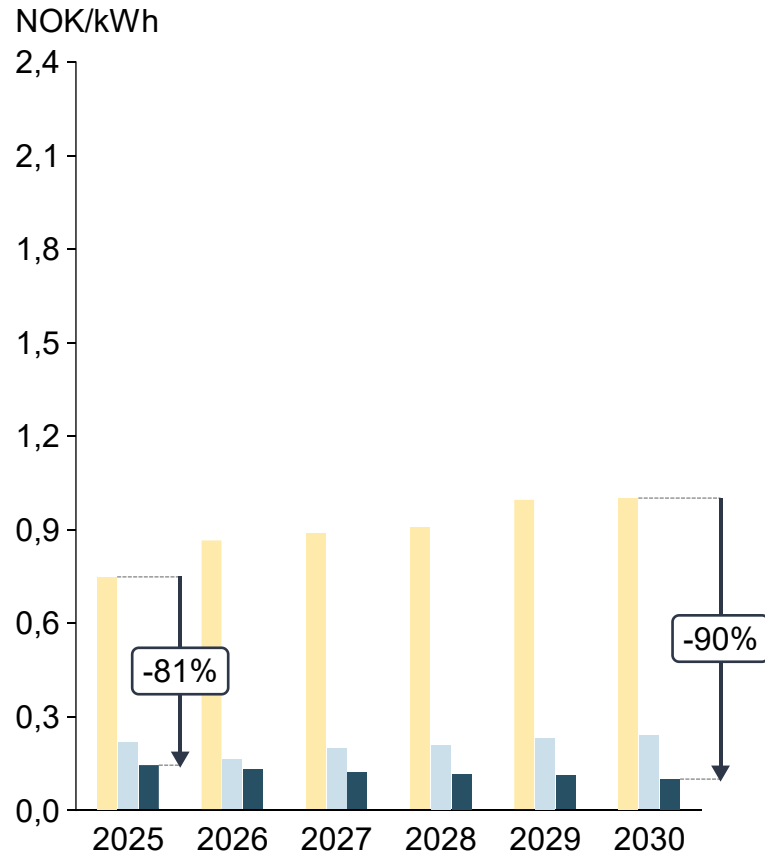
- Fordi all annen kvalifisert kompensasjon også skaleres med CO2-prisen, eliminerer pristaket effekten av CO2-pris (så lenge taket er bindende)
- Så lenge støttetaket er bindende, er volumet av konkurrerende kompensasjonssøknader den viktigste driveren av kompensasjon per kWh

Kompensasjonen er ventet å utgjøre 10-20 % av kraftprisen for en aktør i NO2

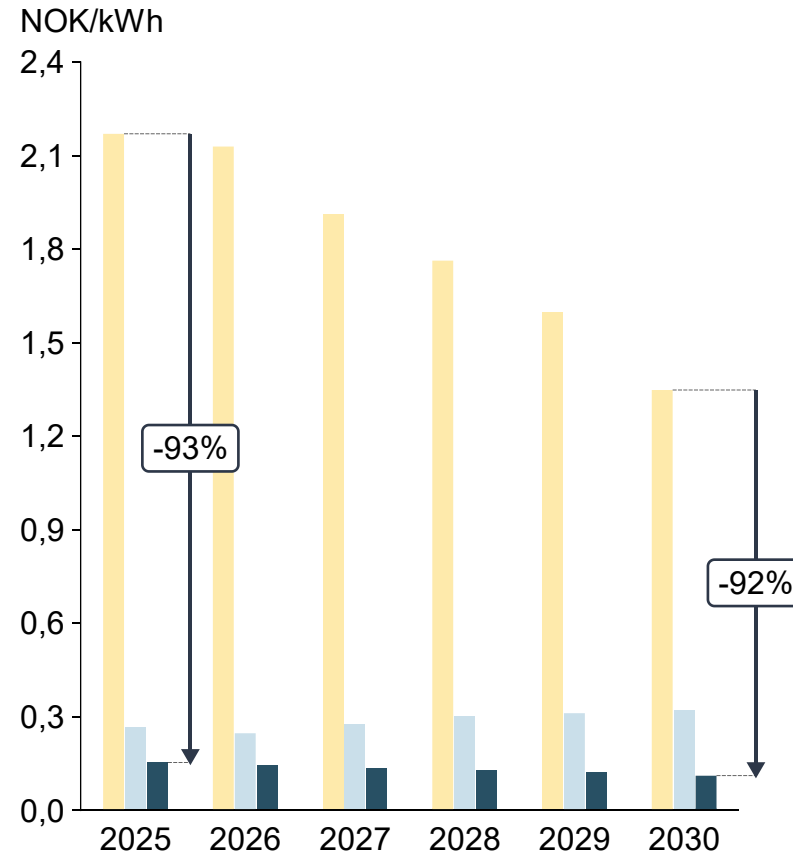


CO2-kompensasjonsordningen reduserer ikke eksponering mot strømpris-svingninger

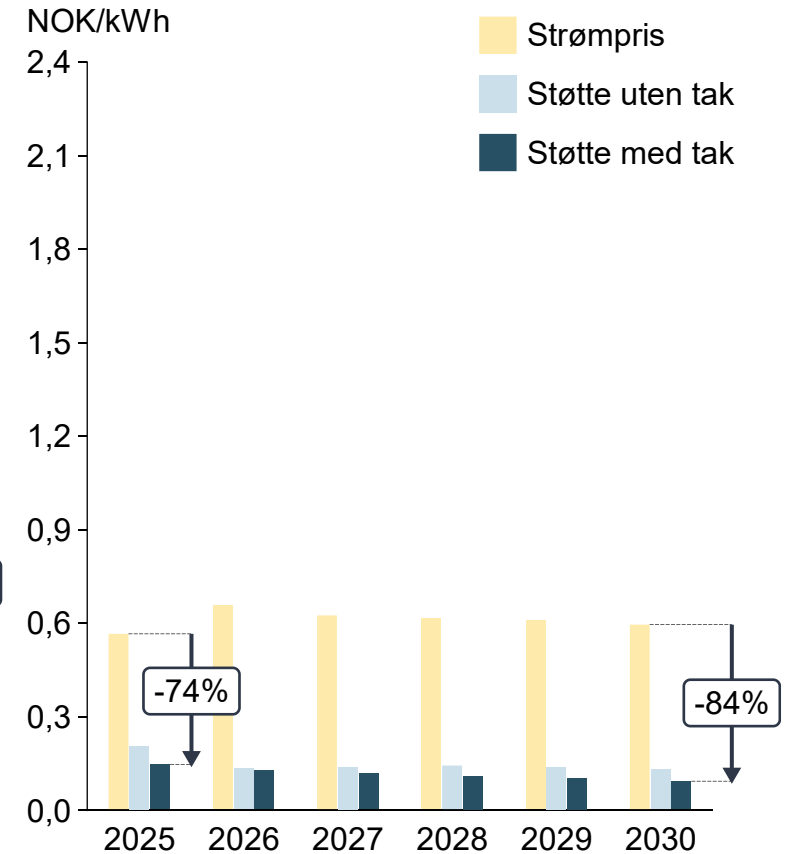
Base scenario, NO2



Turbulent transition, NO2

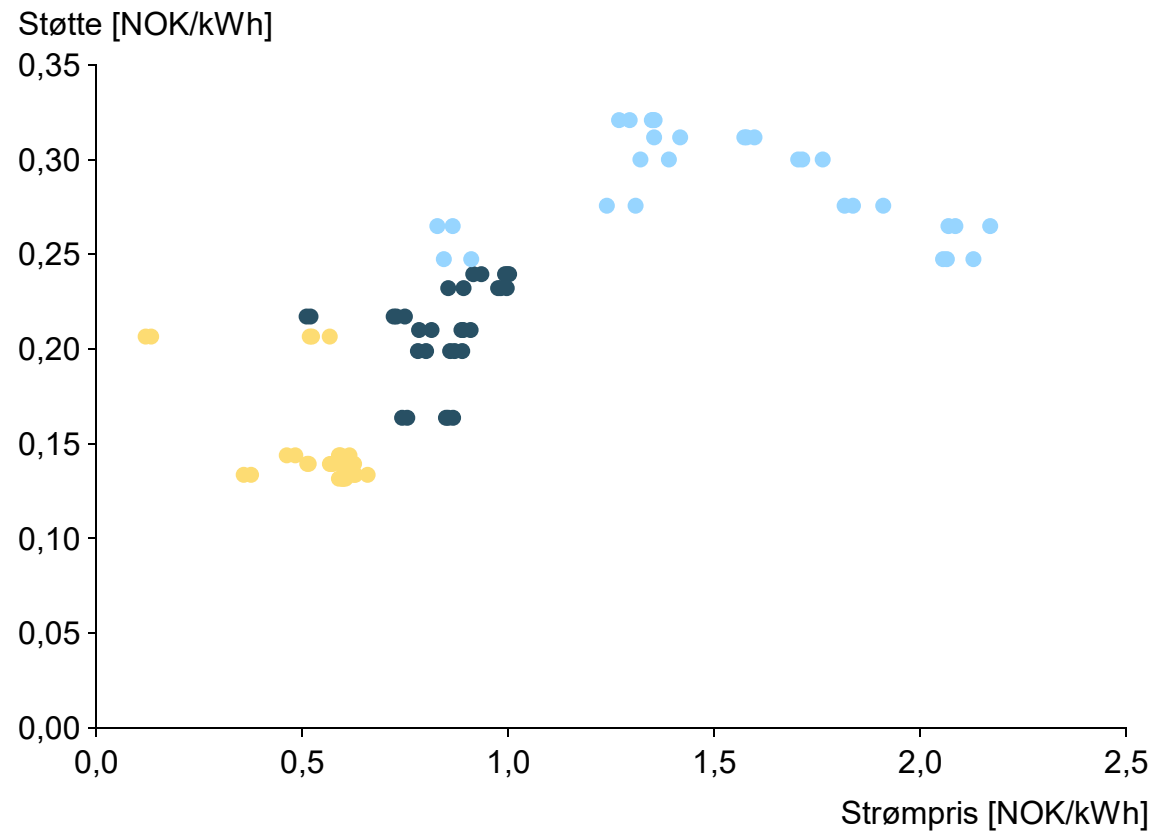


Technotopia, NO2

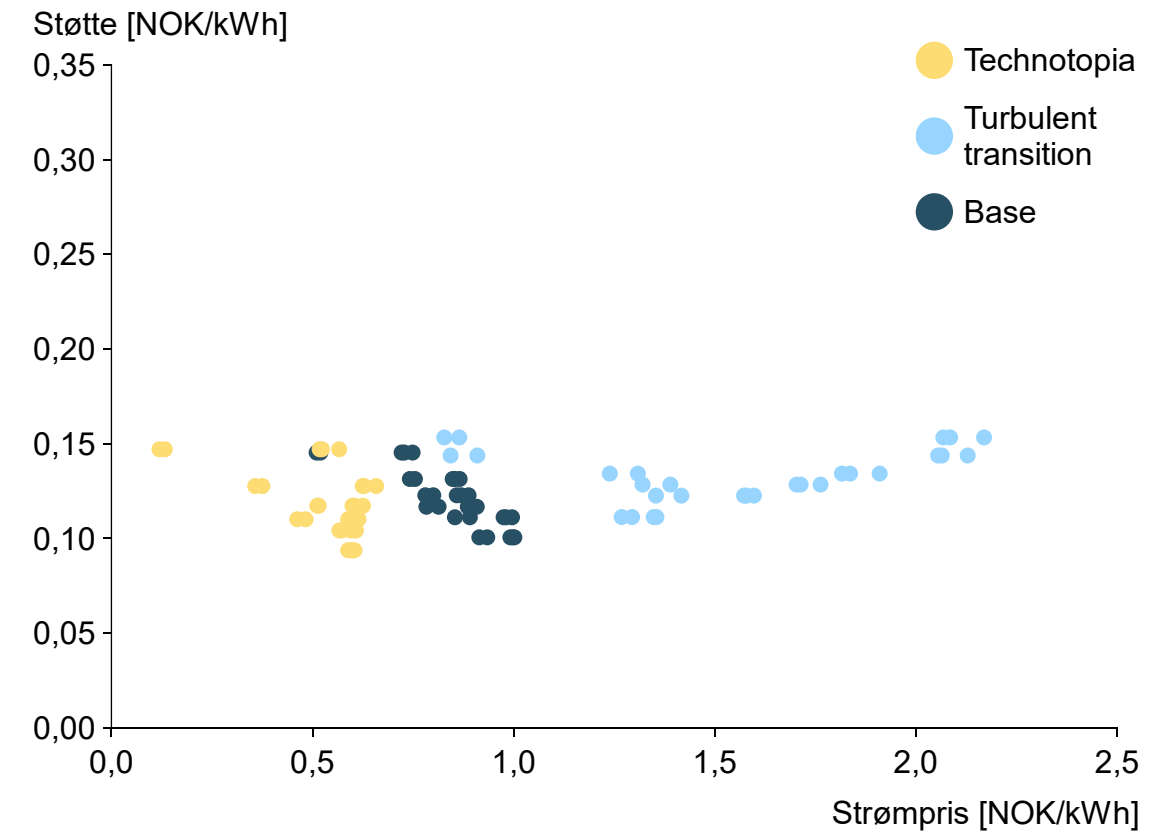


Med støttetaket er det ventet at støtten vil holde seg relativt stabil – uavhengig av kraftpris

Kompensasjon uten støttetak



Kompensasjon med støttetak



Innholdsfortegnelse

- 1 Introduksjon
- 2 Støtteordninger for hydrogenprosjekter
- 3 Oppdatering: Betydning av CO2-kompensasjonsordningen
- 4 **Vurdering av støtteordningenes betydning: case for transport, industri og maritimt**



Metodikk: Hva vil det koste å omstille uten/med støtte opp mot det fossile nullalternativet, dersom man tok FID nå?

Nåverdiberegning av ulike kontantstrømmer

Eksempel oppsett



Fossilt nullalternativ

$$\Sigma(Volum_F \times Kostnad_F)$$

Omstillingskostnad uten støtte

$$\Sigma(Volum_{H_2} \times Kostnad_{H_2}) + (merkkostnad\ CapEx)$$

Omstillingskostnad med støtte

$$\Sigma(Volum_{H_2} \times (Kostnad_{H_2} - støtte)) + (merkkostnad\ CapEx - inv.støtte)$$

Viktige antagelser og begrensninger

Hydrogenkostnader (hydrogen fra elektrolyse)

- Produksjonskostnad: utgangspunkt i THEMAs Hydrogen Outlook for NO2*
 - Før 2032: 57-67 NOK/kg
 - Etter 2032: gradvis reduksjon mot 40 NOK/kg
 - Strømpris utgjør 80% av kostnaden
- Transportkostnad: prispåslag på 20-60 % per kg H2, avhengig av case

Fossile alternativkostnader (inkl. dagens CO2-priser)

- LNG: 5.8 NOK/L
- MGO: 11.6 NOK/L
- Diesel: 20.1 NOK/L
- Gradvis økte CO2-kostnader i tråd med Finansdepartementets karbonprisbaner

Case-spesifikke merkkostnader for omstilling (volum og CAPEX)

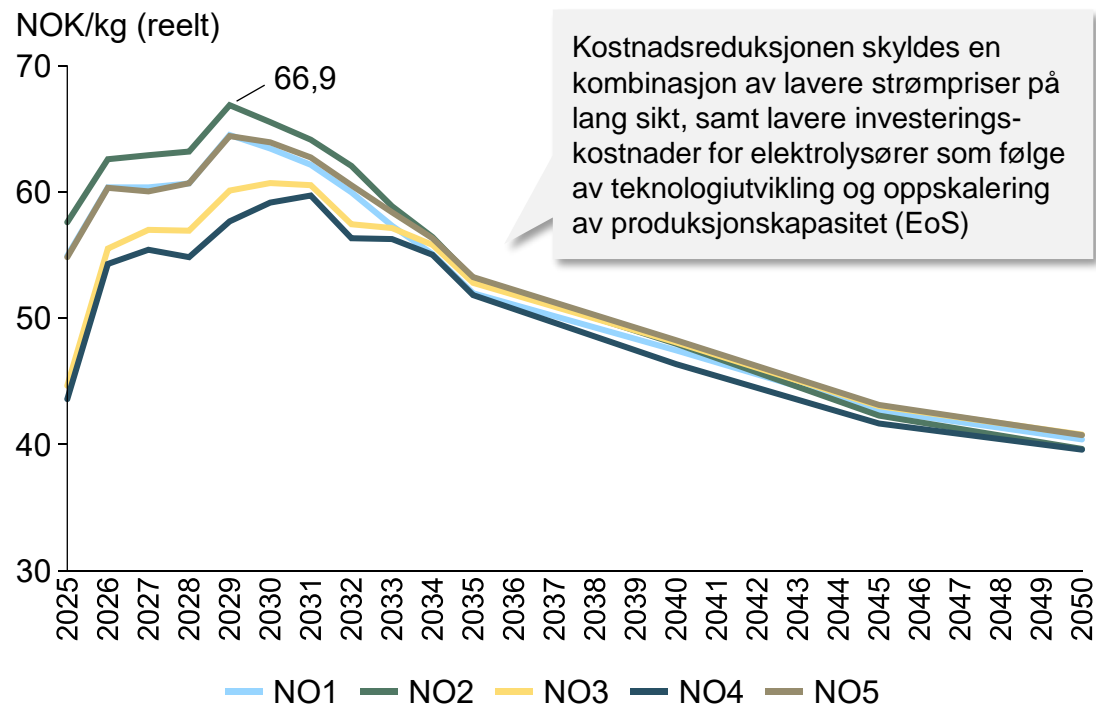
- Samtaler med NHF, Grønt skipsfartsprogram, ENOVA og en industriaktør. Kostnader for sikkerhetstiltak o.l. er ikke tatt med

Merknad: Ikke hensyntatt forskjeller i levetider og/eller avkastningskrav mellom fossilt og hydrogenalternativet. Inntekter fra eventuelle biprodukter fra hydrogenproduksjon eller synergier mellom ulike typer sluttbrukere og verdikjeder er heller ikke hensyntatt.

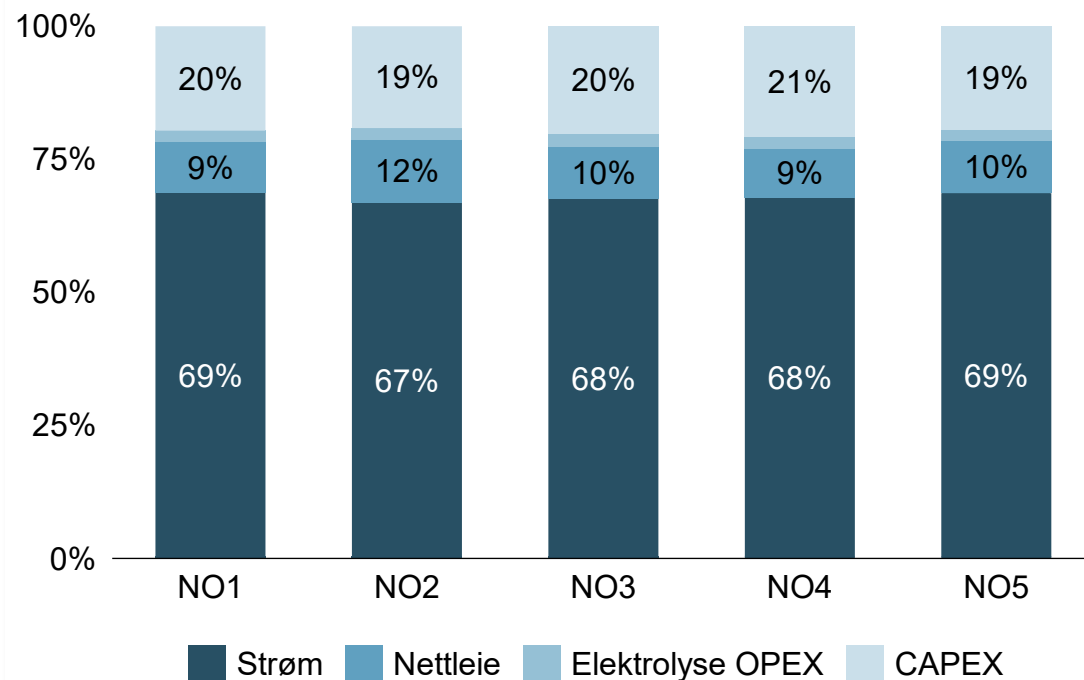
*Lagt til nettleie og prosjekteringskostnader utover elektrolyse basert på ENOVAs kartlegging av hydrogenproduksjonskostnader i Norge

Produksjonskostnaden for grønn hydrogen i Norge settes i hovedsak av strømprisen

Kostnadsutvikling hydrogenproduksjon mot 2050



Strøm utgjør det største kostnadselementet*



Forutsetninger: Kostnaden for produksjon av hydrogen med alkalisk elektrolyse per prisområde i Norge. Virkningsgrad elektrolysør = 67%. Kapasitetsutnyttelse 95%. Avkastningskrav = 6%. Systemlevetid 25 år, reinvestering i elektrolysør-stack etter 15 år. Nettleie basert på nettariffer for de største nettselskapene per prisområde**. Strømpris basert på THEMAs kraftprisprognose (mars 2024). CO₂-kompensasjon er ikke hensyntatt i figurene over. **Kostnader for transport og lagring er ikke inkludert. Se ulike caser for hvordan dette er hensyntatt der.**

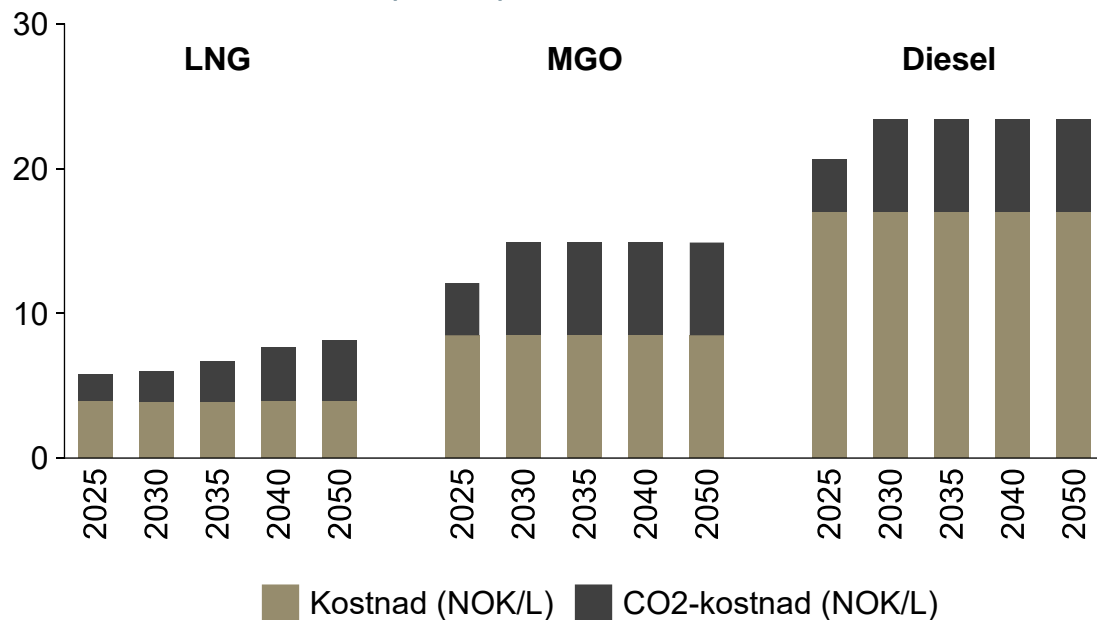
*LCOH for en elektrolysør bygget i 2025, hvor strømkostnadene tilsvarer et vektet snitt over levetiden

**Elvia, Glitre, Tensio Sør, Arva og BKK. Tariffer for store næringskunder (forbruk >100 000 kWh, høyspent)

Hydrogens høye energiinnhold sammenliknet med ulike fossile drivstoff gjør hydrogen mer konkurransedyktig enn tidligere antatt

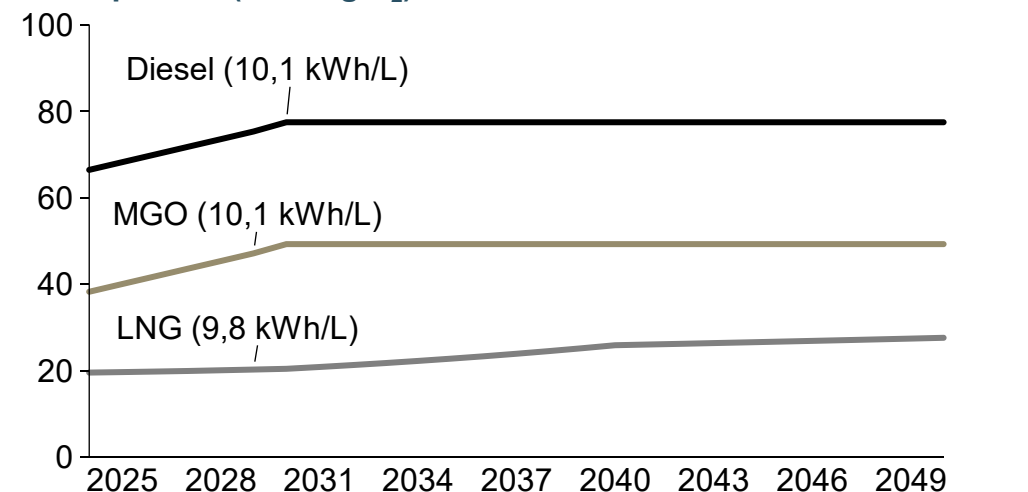
Vi legger til grunn en svak kostnadsøkning for LNG, MGO og diesel basert på forventning om økte CO₂-kostnader

Fossil alternativkostnad (NOK/L)



Fossilparitet er kostnadsnivået hydrogen må forsere for å være konkurransedyktig med fossilt drivstoff

Fossilparitet* (NOK/kg H₂)



*Gitt at virkningsgraden for fossil teknologi og hydrogen-løsning er lik. I case-beregningene er ulike virkningsgrader hensyntatt der relevant

- Prisbane CO₂-kostnader: [Karbonprisbaner for bruk i samfunnsøkonomiske analyser i 2024](#) justert til 11,5 NOK/EUR valutakurs. (Tungtransport og maritim = ikke-kvotepliktig utslipp, Industri = kvotepliktig utslipp).
- MGO: [Prisforutsetninger for søknader](#) (ENOVA, 2024)
- Diesel: [Drivkraft Norge](#) (pris per januar 2024)
- LNG: Montel historiske LNG-priser (lastet ned 05.03.2024)

Forutsetninger og antagelser i analysen

Produksjonskostnad hydrogen:

- Alle beregninger er gjort med utgangspunkt i THEMAAs kraftprisbaner for de ulike prisområdene i Norge. Vi har sett på hydrogenkostnadene for NO₂, da det er her prisene forventes å være høyest frem mot 2035.
- For hvert sluttbrukercase er en gitt prosentsats lagt til på toppen av produksjonskostnaden for å hensynta kostnader for transport og lagring. Denne satsen varierer mellom de ulike casene.

Fossile drivstoffkostnader:

- Drivstoffprisen for de fossile alternativene er satt konstante gjennom hele levetiden til de ulike casene. På toppen av drivstoffprisen er det lagt til en CO₂-kostnad som følger regjeringens CO₂-satser for 2024.
- Dagens drivstoffpriser er hentet fra offentlige tilgjengelige kilder.

Omstillingskostnader:

- Innspill til merkostnader (investeringer) og volum for omstilling til hydrogen i de ulike casene er hentet inn gjennom dialog med NHF og et par andre bransjeaktører. Faktiske merkostnader for omstilling vil variere fra prosjekt til prosjekt.

Andre punkter:

- Alle kostnader er oppgitt i reelle priser.
- Nåverdien av investeringen er gjort med den antagelse at de nødvendige investeringene skjer i 2025, og at prosjektet er i drift i 2026. De ulike prosjektene har ulik økonomisk levetid.
- Diskonteringsrente og avkastningskrav for alle kontantstrømmer er satt til 6 prosent (reelt før skatt).
- Skatter og avgifter er ikke hensyntatt i analysen.

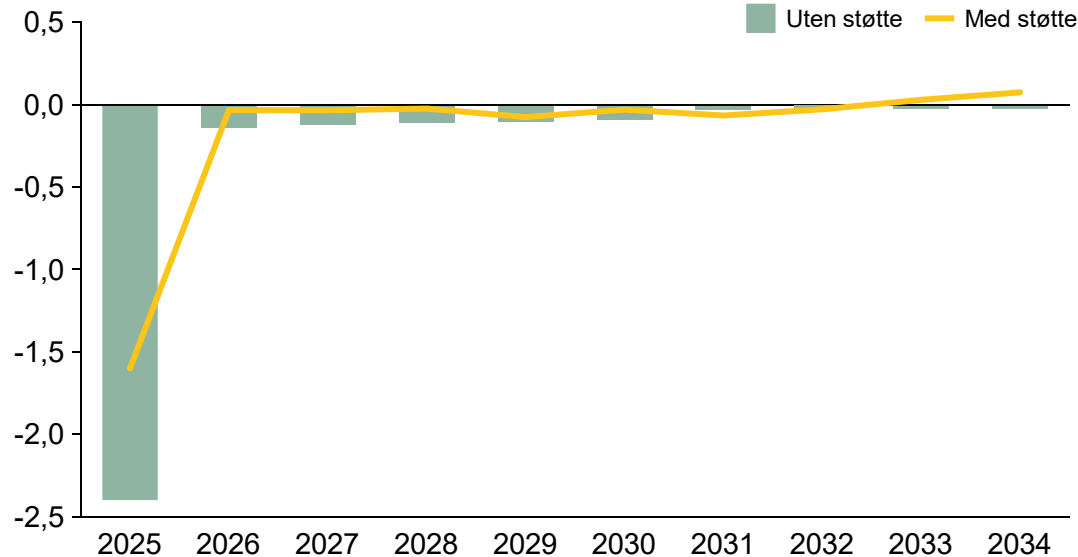
Tungtransport

Utskifting av en dieseldrevet trekkvogn med en FCEV hydrogenlastebil. Trekkvognen har et driftsmønster som tilsier at batteridrift er utfordrende. Investeringskostnader inkluderer merkostnader for lastebil på 4 MNOK. Årlig kjørelengde på 120 000 km gir et dieselforbruk på 48 000 L/år. FCEV har en virkningsgrad på 55% mot dieselmotorens 45%. Dermed vil trekkvognen trenge ca. 12 tonn hydrogen per år for å opprettholde dagens driftsmønster. Hydrogenet kjøpes i NO2, hvor 60% er lagt til på toppen av produksjonsprisen som et grovt estimat for å hensynta kostnader for transport og drift av fylleanlegg. Investering i 2025 og idriftsettelse i 2026. Levetid 9 år.

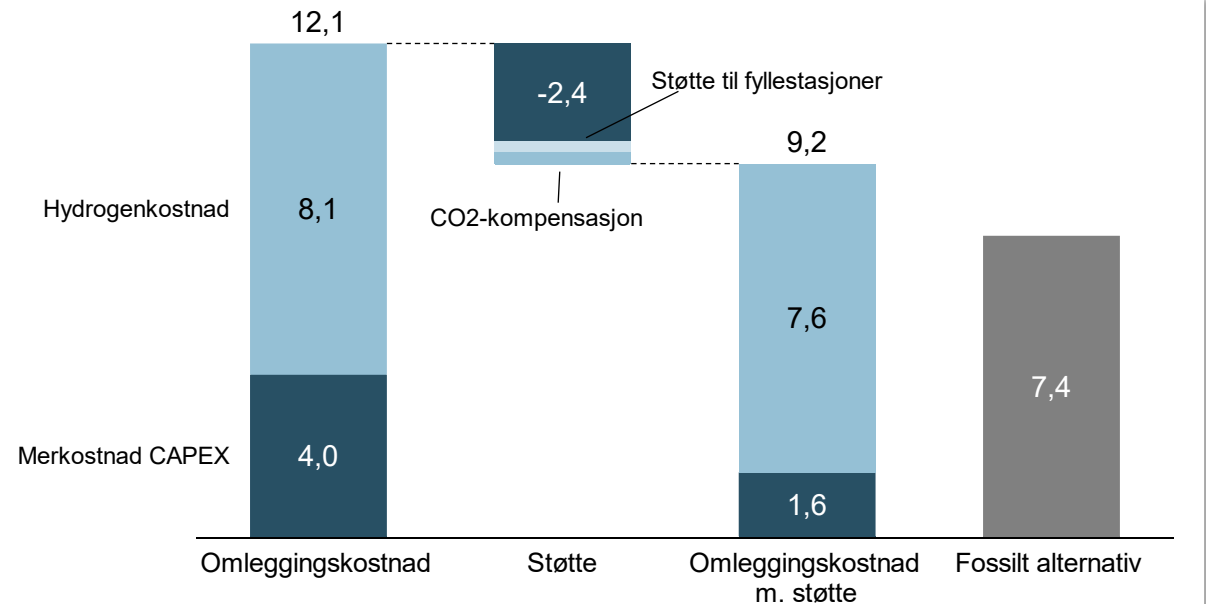
Relevante støtteordninger*

- ✓ Tunge nullutslippskjøretøy
- ✓ Fyllestasjoner til tunge hydrogenkjøretøy
- ✓ CO2-kompensasjonsordningen (til og med 2030)

Netto kontantstrøm (MNOK)



Nåverdi (MNOK)



*Støtteprogrammet «Hydrogenproduksjon til maritim transport 2027» kan potensielt ha synergier med H2-verdikjeder for tungtransport, og kan bidra til å redusere hydrogenkostnaden noe. Dette støtteprogrammet er ikke hensyntatt i transport-caset.



Industriell varmeprosess

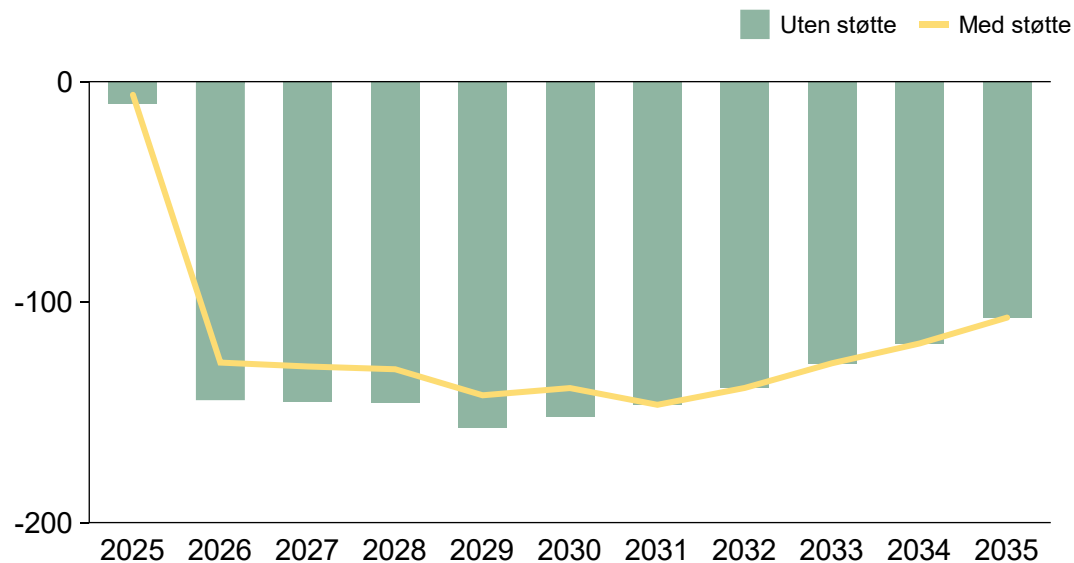
Omstilling av fossil oppvarmingsprosess i en industribedrift, hvor hydrogen skal erstatte LNG i en høytemperert varmeprosess. Investeringskostnader på 10 MNOK inkluderer merkostnad for ny brenner. Virkningsgraden på hydrogen-ovn antas å være tilnærmet lik virkningsgraden i eksisterende fossil ovn. Industribedriften har et kontinuerlig oppvarmingsbehov og forbruker ca. 750 kg LNG/time året rundt – noe som tilsvarer ca. 2 600 tonn H₂/år. Hydrogenet kjøpes i NO2, og et tillegg på 20% er lagt til på toppen av produksjonsprisen for å hensynte kostnader for distribusjon(rør) og/eller lagring. Investering i 2025 og idriftsettelse i 2026. Levetid ovn = 10 år.

Merknad: Industri er en sammensatt kategori hvor hydrogen kan benyttes til en rekke ulike formål. Forutsetningene i dette eksempelet er dermed ikke dekkende for all type energikrevende industri som helhet.

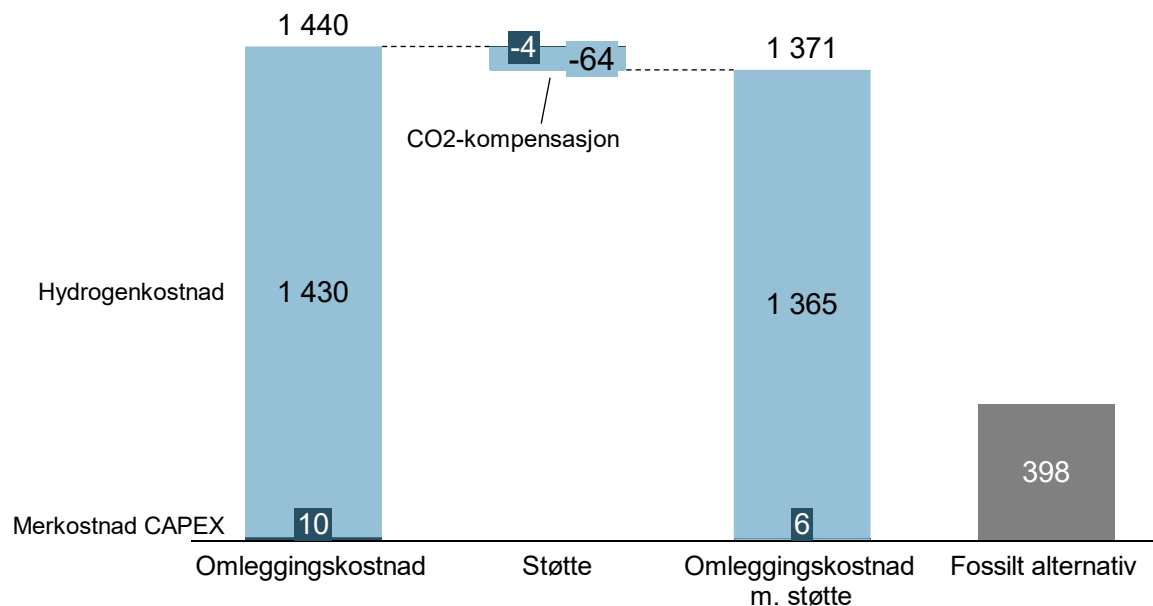
Relevante støtteordninger

- ✓ **Industri 2050**
- ✓ **CO2-kompensasjonsordningen (til og med 2030)**

Netto kontantstrøm (MNOK)



Nåverdi (MNOK)



Parametere som virkningsgrad, merkostnader for teknologiutvikling, kostnader og behov for distribusjons- og lagringsløsninger, etc. vil variere fra bedrift til bedrift. Merinntekter fra salg av biprodukter som oksygen og spillvarme fra hydrogenproduksjon er ikke hensyntatt.



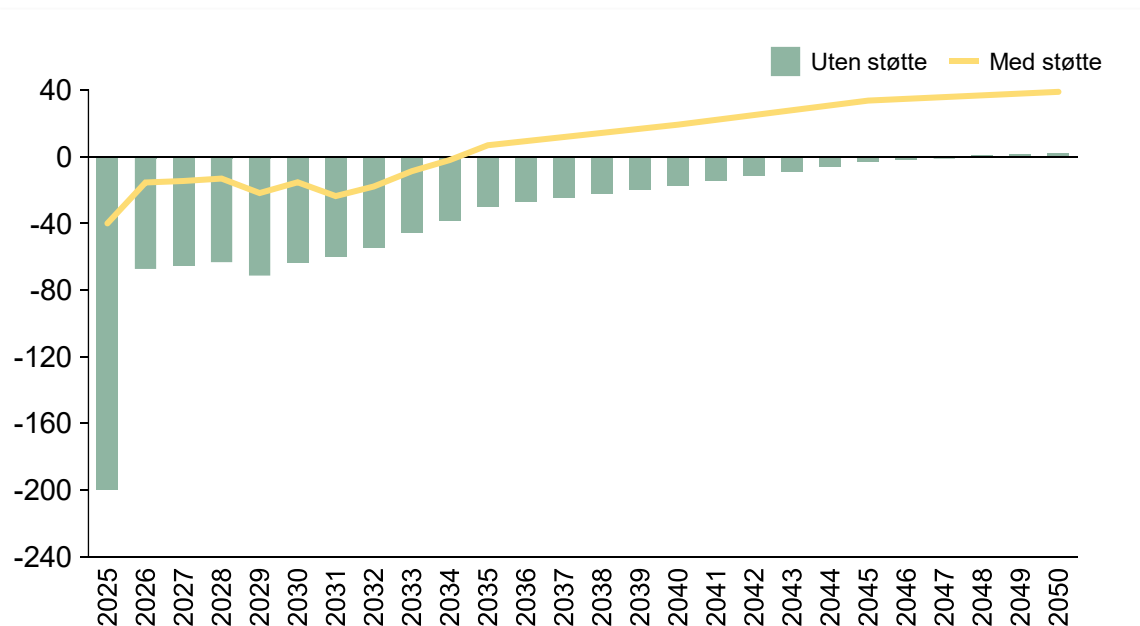
Maritim transport

Lite containerskip med 7000 BT med en MGO-forbrenningsmotor erstattes med et hydrogendrevet skip. Skipet går i fast rute, og har et årlig forbruk av hydrogen på ca. 2 300 tonn. Hydrogenmotoren (FC) har en virkningsgrad på 53% mot MGO forbrenningsmotorens 42%. Merkostnadene for skipet estimeres til 200 MNOK uten støtte. I tillegg investeres det i år 0 i hydrogenproduksjon dedikert til å forsyne maritim sektor. Investering i både skip og elektrolyseanlegg tas i 2025. Idriftsettelse i 2026. Levetid skip 25 år. Hydrogenet kjøpes i NO2, og et tillegg på 30% er lagt til på toppen av produksjonsprisen for å hensynte kostnader for transport og lagring (antar at 50% av dette distribusjonstillegget kan motta støtte gjennom ENOVAs produksjonsstøtteordning).

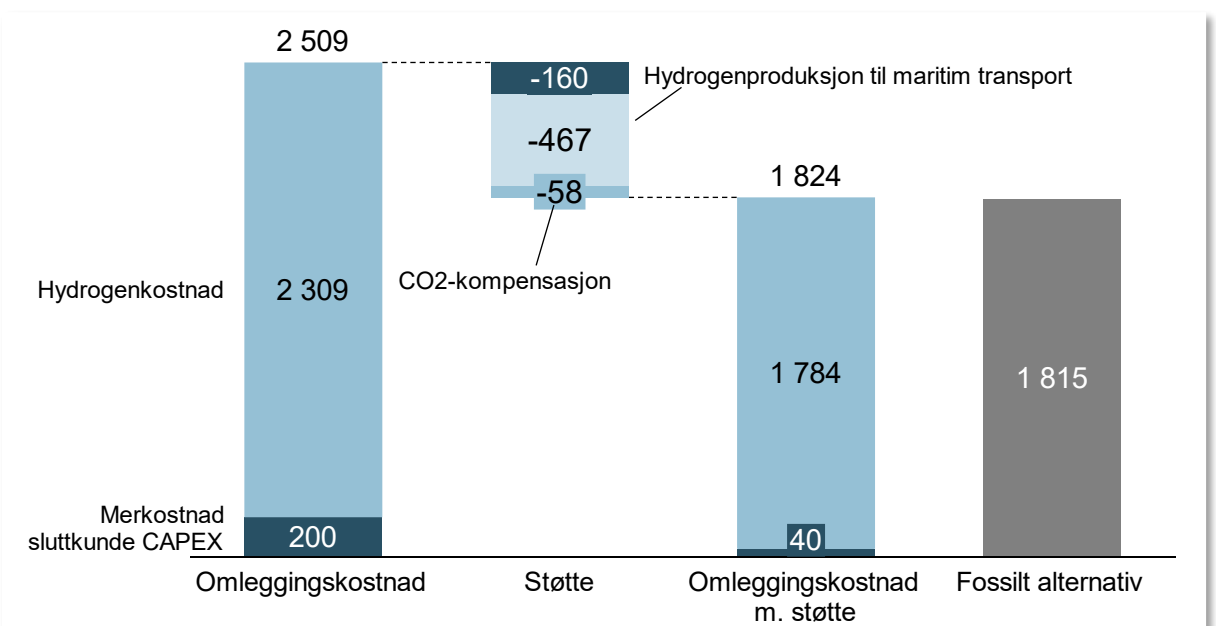
Relevante støtteordninger

- ✓ **Hydrogen i fartøy**
- ✓ **Hydrogenproduksjon til maritim transport 2027**
- ✓ **CO2-kompensasjonsordningen (til og med 2030)**

Netto kontantstrøm (MNOK)



Nåverdi (MNOK)

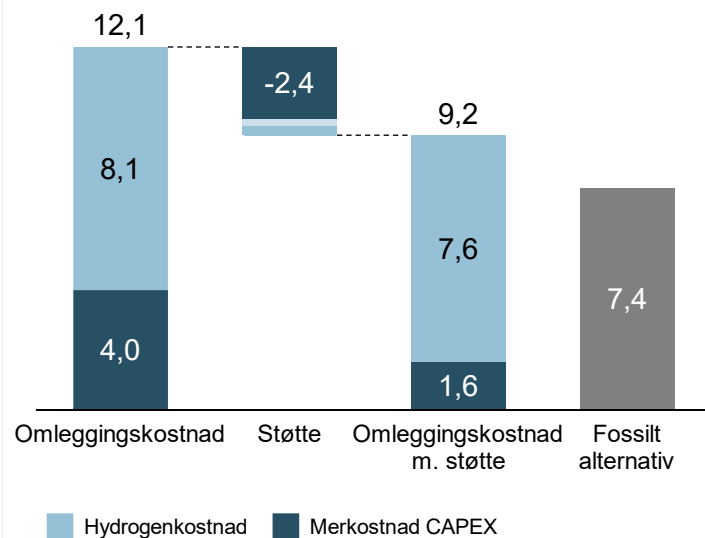


*En forutsetning for investeringsstøtte til produksjon av hydrogen for maritim sektor er at produsenten sikrer strømprisen sin. En strømpris på 59.74 EUR/MWh gjør at dette caset går i null, tilsvarende en hydrogenpris på 53.7 NOK/kg. Det er videre stor usikkerhet knyttet til nivå på merkostnader

Fossilparitet og CAPEX-andel er viktigste drivere for lønnsomheten

Tungtransport

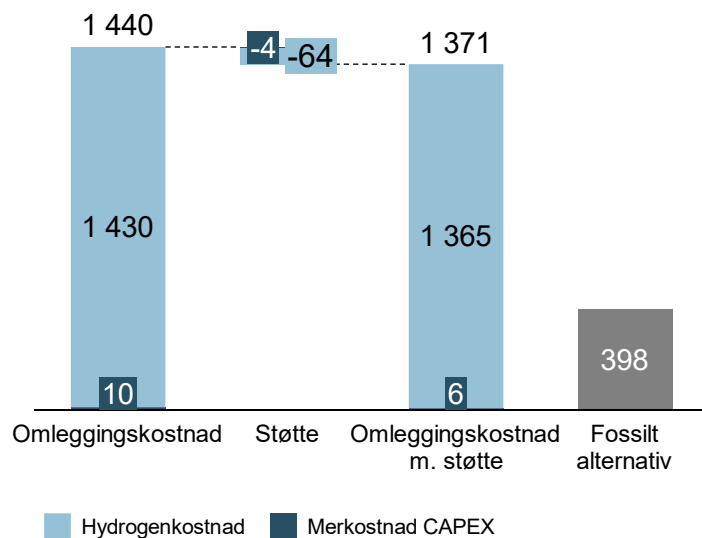
Utskifting av en **dieseldrevet** trekkvogn med en FCEV hydrogenlastebil. Merkostnad lastebil 4 MNOK. Estimert hydrogenforbruk: 12 t/år



- ✓ Tunge nullutslippskjøretøy
- ✓ Fyllestasjoner til tunge hydrogenkjøretøy
- ✓ CO2-kompensasjonsordningen

Industriell varmeprosess

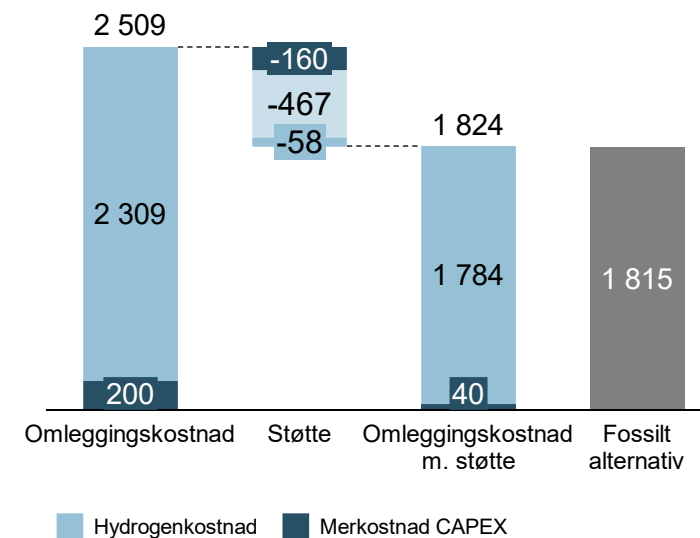
Omstilling av fossil oppvarmingsprosess i en industribedrift, hvor hydrogen skal erstatte **LNG** i en glødeovn. Estimert hydrogenforbruk: 2 600 t/år



- ✓ Industri 2050
- ✓ CO2-kompensasjonsordningen

Maritim transport

Lite containerskip med en **MGO**-forbrenningsmotor erstattes med et hydrogendrevet skip (FC). Estimert hydrogenforbruk: 2 300 t/år



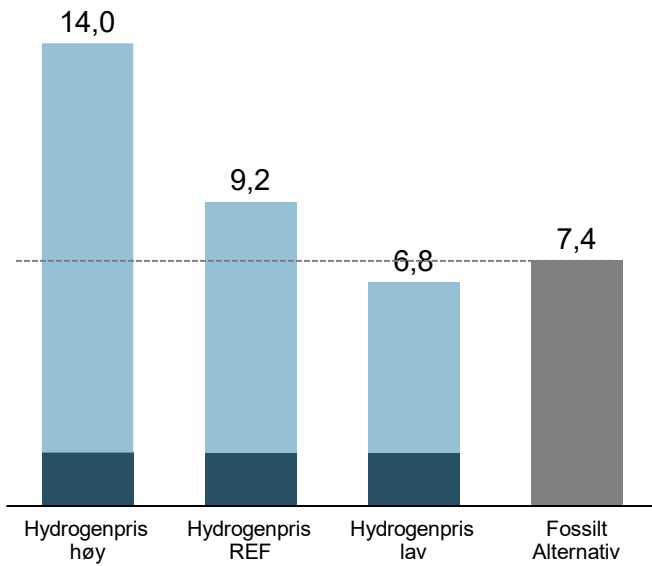
- ✓ Hydrogen i fartøy
- ✓ Hydrogenproduksjon til maritim transport 2027
- ✓ CO2-kompensasjonsordningen

Hydrogenkostnaden har mye å si for utfallet av analysen

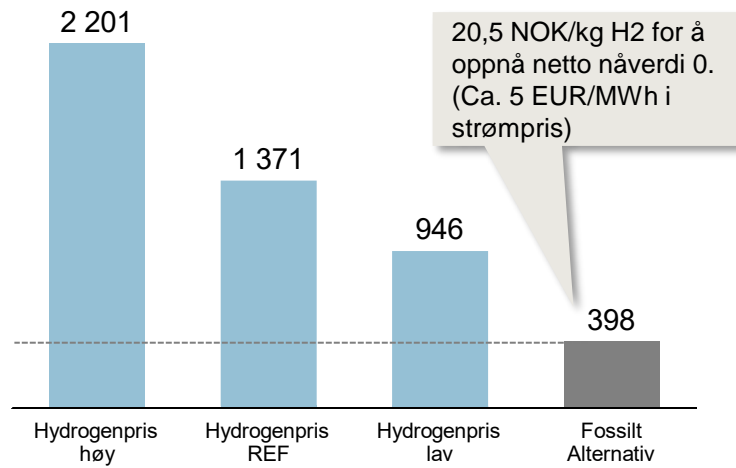
Maritim transport bruker billigere drivstoff enn tungtransport, men dette blir motvirket av at levetiden er lenger, slik at hydrogenprisene rekker å synke, og CAPEX-andelen blir lavere

Nåverdi totalkostnad m. støtte (MNOK)

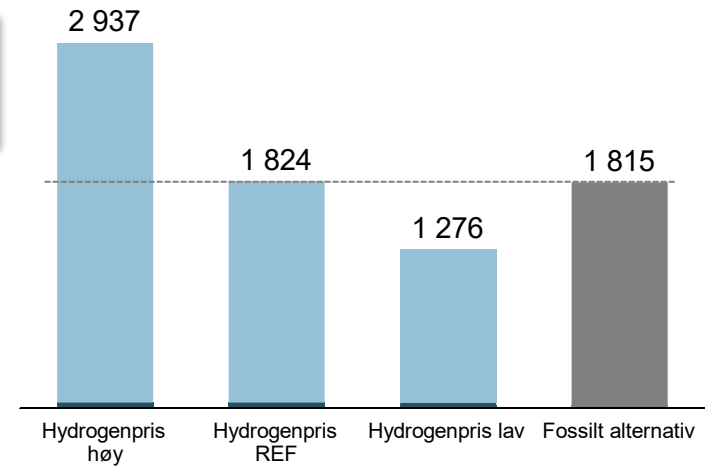
Tungtransport



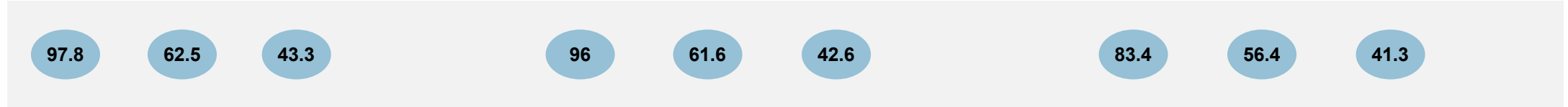
Industriell varmeprosess



Maritim transport



Gjennomsnittelig hydrogenpris (NOK/kg) over prosjektets levetid



Moderat lave kraftpriser kombinert med dagens støtteordninger kan gjøre omstilling til hydrogen lønnsomt, men dette avhenger også av fossilpariteten til bruksområdet

- Resultatene bekrefter ENOVAs konklusjon om at **investeringsstøtte kan være tilstrekkelig** for å muliggjøre lønnsomme kapitalintensive maritime prosjekter i løpet av prosjektets økonomiske levetid, gitt at strømprisen er tilstrekkelig lav.
- Med tilstrekkelig lave hydrogenpriser kan dagens investeringsstøtteordninger også være **tilstrekkelige for en lønnsom omstilling innen tungtransport**. For tungtransport er alternativkostnaden for fossilt brensel relativt høy, mens CAPEX driver merkostnaden. Derfor blir støtten på 60 prosent av merkostnaden på hydrogenlastebiler viktig.
- Det OPEX-intensive industri-caset som ble undersøkt, antyder at **hydrogen til industrielle varmeprosesser er kommersielt betydelig mer krevende** med dagens støtteordninger. Frikvoter vil kunne styrke caset noe, men trolig behøves ytterligere støtteordninger for å redusere usikkerheten tilstrekkelig til å utløse investeringer.
- **Inkludering av CO2-kompensasjon har ikke vesentlig endret resultatene fra forrige rapport.**



Det er lite sannsynlig at resultatene i denne analysen fullt ut gjenspeiler reelle investeringsbeslutningskriterier. Spesielt tar ikke analysen høyde for økt risiko. Hydrogeninvesteringer vil sannsynligvis bli oppfattet som et høyrisikovalg, slik at investorer vil kreve en høyere minimumsavkastning for å bære den økte risikoen.

Dagens støtteordninger kan forbedres ved i større grad å ta hensyn til usikkerhet. Dette vil gi mer effektiv bruk av midler og redusere risiko. Differansekontrakter kan være en mer fleksibel og effektiv form for støtte.

Effektivitet

- Et generelt prinsipp for effektiv (laveste kostnad) virkemiddelutforming er at staten bør påta seg risiko som er utenfor prosjektutviklers kontroll.
- Årsak: Utviklere må kompenseres for å investere til tross for den økte risikoen, og kostandene som utviklerne krever for å akseptere denne risikoen er typisk høyere enn de tilsvarende kostnadene for staten. Derfor er det mer effektivt for staten å ta denne risikoen.
- Lønnsomheten til hydrogeninvesteringer påvirkes typisk (betydelig) av flere kostnader utenfor utviklerens kontroll, som for eksempel
 - Kostnaden for innsatsfaktorer
 - Kostnaden for de fossile alternativene, og
 - Kostnaden for karbon
- Dagens støtteordninger plasserer disse risikoelementene hos investorene. Dette er ineffektivt, da det betyr at staten må betale private aktører for å påta seg disse ukontrollerbare risikoene og nødvendige støttekostnader blir i sum høyere enn de trenger å være.
- Differansekontrakter betyr også at støtten kan justeres over prosjektets levetid for å sikre at den ikke overstiger det minimale nivået som er nødvendig for å holde prosjektet lønnsomt.

Pålitelighet

- Støtteordninger som er kalibrert for å oppnå lønnsomhet basert på usikre faktorer som endrer seg raskt, risikerer å mislykkes fordi de underliggende antagelsene viser seg å være feil. Vi har allerede sett dette skje i tidligere søknadsrunder for hydrogenrelaterte prosjekter.
- Investeringsstøtteordninger alene betyr også at støttenivåene ikke kan oppdateres for å svare på endrede forhold over prosjektets levetid.
- Dersom man belager seg på kun investeringsstøtte, kan driften bli ulønnsom i løpet av prosjektets levetid og føre til suspensjon av drift. (Det er et politisk spørsmål om dette er bra eller dårlig)

ENOVA er skeptisk til å bruke differansekontrakter for å støtte hydrogenopptak per i dag

Enova har uttrykt minst tre grunner til hvorfor de foretrekker å bruke investeringsstøtte

1 Mangel på en markedsreferansepris

- Det eksisterer ingen tydelig og uavhengig referansepris for hydrogen i markedet. Dersom salgsprisen på hydrogen tas som referansepris, medfører dette følgende konsekvenser:
 - Fjerner riktige insentiver for prisdannelse ettersom den støttede parten ikke har interesse av å oppnå en bedre pris
 - Gir mulighet for manipulasjon av prisen for å øke støttenivåene

2 Risiko for støttegap ved kontraktens slutt

- Hvis hydrogenproduksjon ikke er kostnadseffektiv når differansekontrakten utløper, kan produksjonen plutselig bli ulønnsom.

3 Tidspunkt og sikkerhet for støtten

- Investeringsstøtte har fordelen av å være en bestemt sum som kommer tidlig i prosjektets syklus.
- Dette sikrer at verdien av støtten ikke blir redusert på grunn av usikkerhet eller tidspreferanse.

Motargumenter

- Problemene antar i stor grad at referanseprisen er satt basert på salg priser.
- Effektive alternative referansepriser kan konstrueres ved å bruke en eller flere uavhengige proxy-priser, som for eksempel prisen på fossile alternativer, innsatsfaktorer (for eksempel elektrisitet) og karbon.

- Det er egentlig ingen materiell forskjell her i forhold til investeringsstøtte.
- I begge tilfellene har investeringskostnadene blitt bundet opp, og driftsbeslutninger må baseres på marginale kostnader. Den eneste vesentlige forskjellen er at det er tydelige milepæler for planlegging når det gjelder å vurdere lønnsomheten av driften på nytt.

- Støtteutbetalingene under en differansekontrakt er invers relatert til kostnadsrisikoen. Dermed, hvis utformet godt, kan en differansekontrakt bidra til større overordnet sikkerhet for prosjektets lønnsomhet.
- Dette er spesielt sant når man vurderer virkningen på driftsøkonomien. Investeringsstøtte kan utløse investeringer basert på forventet lønnsomhet, men hvis forutsetningene om driftskostnader viser seg å være feil etter det første året, kan prosjektet rett og slett bli avsluttet.



THEMA

CONSULTING GROUP

Naviger trygt gjennom energiomstillingen

Kontaktinfo THEMA Consulting Group

Espen Fossum, partner og prosjektleder

Tlf.: 982 63 990

Epost: espen.fossum@thema.no

Julian Hentschel, partner og reguleringsekspert, herunder på differansekontrakter

Tlf.: 474 67 026

Epost: julian.hentschel@thema.no

Svend Boye, partner

Tlf.: 425 92 482

Epost: svend.boyen@thema.no

Sigrid Austad, seniorkonsulent

Tlf.: 404 82 022

Epost: sigrid.austad@thema.no

Anders Strand Ryssdal, Associate Consultant

Tlf.: 413 66 266

Epost: anders.ryssdal@thema.no