

Olje og Energi Departementet
verdiskaping@oed.dep.no

Ålesund, 10. desember 2020

INNSPILL TIL VEIKARTET FOR HYDROGEN

På vegne av Norwegian Hydrogen AS og Hexagon Composites ASA vil vi gjerne gi følgende innspill til Veikartet for Hydrogen som nå er under utarbeidelse.

Norge har kommet langt når det gjelder elektrifisering av personbiler og har uten tvil blitt et foregangsland på området. I september måned i år var mer enn 60% av alle nyregistrerte personbiler batterielektriske og el-bil flåten har nå passert 300.000 kjøretøy med god margin. Den norske politikken med betydelige incentiver knyttet til nullutslippskjøretøy har gitt resultater og Norge ligger nå milevis foran de neste på listen der Nederland, Tyskland og Kina i 2018 kunne vise til markedsandeler for nyregistrerte el-biler på hhv 9,1%, 3,6% og 3,0% - mot Norges 48,1%.

Omleggingen til el-biler har imidlertid ikke kommet uten kostnader. For 2020 alene viser våre analyser at avgiftsfritakene summerer seg til rundt 16 milliarder norske kroner. Ser man på akkumulerte kostnader siden 2010 anslås avgiftsfritakene å ligge et sted mellom 50 og 60 milliarder norske kroner.

Norge har i Nasjonal Transportplan satt klare mål knyttet til nullutslippskjøretøy. I 2025 skal 100% av alle nyregistrerte personbiler, varebiler og busser være nullutslipp og i 2030 skal 75% av nyregistrerte regionbusser og 50% av nyregistrerte lastebiler være nullutslipp. Man ligger godt an i forhold til målsetningen når det gjelder personbiler, men for tungtransporten er bildet et annet. Her er markedsandelen nullutslipp tilnærmet lik null.

For å nå NTP målene som er satt for tyngre kjøretøy er man helt avhengig av å ta i bruk hydrogenelektriske løsninger. Dette fordi batterier blir for tunge (reduserer nyttelasten), gir begrenset rekkevidde og krever lengre lade-/fylletid sammenlignet med hydrogen.

Konvertering av tungtransporten til hydrogen forutsetter imidlertid at det først etableres en nasjonal hydrogen infrastruktur av tilstrekkelig omfang slik at det er mulig å fylle H₂ på alle viktige trafikknutepunkt rundt om i Norge. Infrastrukturen vil bestå av produksjonsanlegg for grønt (eller blått) hydrogen, transportløsninger for å frakte hydrogen fra produksjonssted til fyllstasjon og det nevnte nettverket av fyllstasjoner. Uten denne infrastrukturen vil det ikke være mulig å komme i gang med konvertering av tungtransporten til nullutslipp. Ei heller nå målene om nullutslipp som er satt i Nasjonal Transportplan.

De norske hydrogen strategien som ble lagt frem tidligere i år gir en god oppsummering av status på området, men dessverre ikke så mye mer. Det blir derfor avgjørende at det kommende Veikartet for Hydrogen setter klare og ambisiøse mål med tilhørende offentlig støtte slik at den nødvendige hydrogen infrastrukturen kan komme på plass og man kan starte innfasingen av hydrogenkjøretøy.

Både Japan, Kina, California og EU (samt en rekke medlemsland i EU) har vedtatt meget omfattende og fremoverlente strategier for hydrogen som inkluderer betydelig bruk av offentlige midler. Skal Norge bli et foregangsland på hydrogen slik vi er blitt det innen batterielektriske kjøretøy, må vi ta kraftfulle grep nå.

Veikartet for Hydrogen må som et minimum inneholde:

- Klare og ambisiøse målsetninger om etablering av en landsdekkende hydrogeninfrastruktur i perioden 2021 - 2025 slik at konvertering av tungtransporten kan komme i gang snarest mulig.
- Delmål for tungtransportsektoren i 2025. Dette ligger ikke inne i NTP i dag og bør inn i forbindelse med kommende revisjon av NTP våren 2021.
- Maritim sektor og jernbane bør også med da en vil kunne oppnå betydelige synergier og bedre kapasitetsutnyttelse for hydrogeninfrastrukturen ved å inkludere disse anvendelsesområdene.
- Fyllestasjonene for hydrogen må legges opp til å kunne betjene alle kjøretøykategorier da hydrogen - såfremt tilgjengelig - vil være et fortrukket alternativ også for en god del mellomstore og lettere kjøretøy som følge av økt rekkevidde og kortere fylletid.
- Tilstrekkelig offentlig støtte som reduserer investeringsrisiko og kompenserer for lav utnyttelsesgrad (og derved dårlig lønnsomhet) i tidligfase må på plass da dette vil være en forutsetning for at privat kapital skal finne det attraktivt nok til å satse.
- Gradvis avgiftsøkning på tyngre fossile kjøretøy og drivstoff til disse. Dette må varsles tidligst mulig slik at bransjen får tilstrekkelig tid til å forberede seg på overgangen til nullutslippsløsninger.

Det er for øvrig viktig å understreke at offentlig støtte og subsidier ikke vil være nødvendig på lang sikt, men er en grunnleggende forutsetning for å komme i gang.

Statkraft, NEL, Hexagon og Norwegian Hydrogen engasjert tidligere i år DNV-GL for å kartlegge hvor mye utbygging av et minimum infrastruktur for hydrogen i Norge vil koste. Resultatet foreligger i rapporten «Produksjonskapasitet og investeringer for hydrogeninfrastruktur i Norge» som er vedlagt. Analysen viser at etablering av en nasjonal infrastruktur vil koste i størrelsesorden 5 milliard norske kroner for å betjene tungtransportsektoren. Legger man til ytterligere 2 milliard vil man i tillegg få en infrastruktur som vil kunne betjene maritim sektor.

Dette er ikke en ubetydelige beløp, men sett i forhold til at man bare inneværende år bruker ca. 16 milliarder på el-biler subsidier i Norge (og har brukt mellom 50 og 60 milliarder på dette siden 2010) må beløpene likevel sies å være relativt beskjedne. Det er kanskje heller ikke helt feil å stille spørsmål ved om ikke Norge har en moralsk forpliktelse til å gå foran og vise vei - når et halvt århundre med utvinning av olje og gass har gitt oss en velstand som tidligere generasjoner bare kunne drømme om. 5 milliarder utgjør mindre enn 0,5 promille av det norske oljefondet...

En offensiv satsning på hydrogen vil - i tillegg til å sikre at nullutslippsmålene nås - kunne åpne for betydelig verdiskapning og eksportmuligheter for norske bedrifter. Norge er en relativt beskjeden aktør innen den globale bilindustrien, men norske selskaper ligger meget langt fremme på hydrogenområdet. Hexagon med sine løsninger for lagring og transport av hydrogen og NEL med sine elektrolyserer og hydrogenfyllestasjoner er gode eksempler i så henseende.

Vi ønsker dere lykke til med arbeidet og står naturligvis til disposisjon om det skulle være ønskelig med ytterligere informasjon.

Vennlig hilsen
Norwegian Hydrogen AS
Hexagon Composites ASA



Knut Flakk
Styreleder

Vedlegg:

1. DNV- GL Produksjonskapasitet og investeringer for hydrogeninfrastruktur i Norge
2. Presentasjon: Etablering av hydrogen infrastruktur idag er nødvendig for utslippsfri tungtransport i morgen



Etablering av HYDROGEN infrastruktur idag er nødvendig for utslippsfri tungtransport i morgen

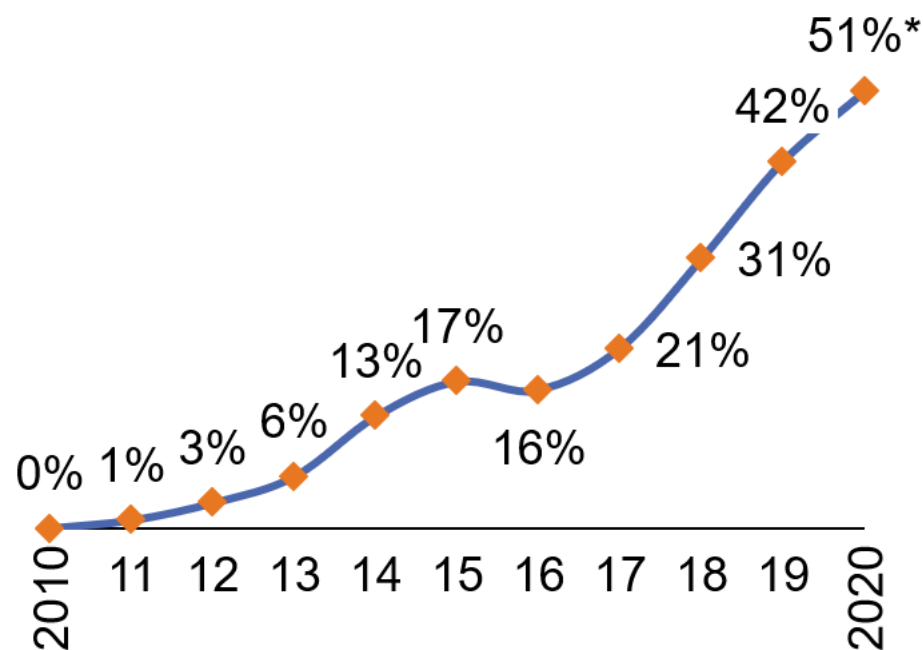
2 Desember 2020

Knut Flakk, Styreleder Hexagon Composites ASA og Norwegian Hydrogen AS

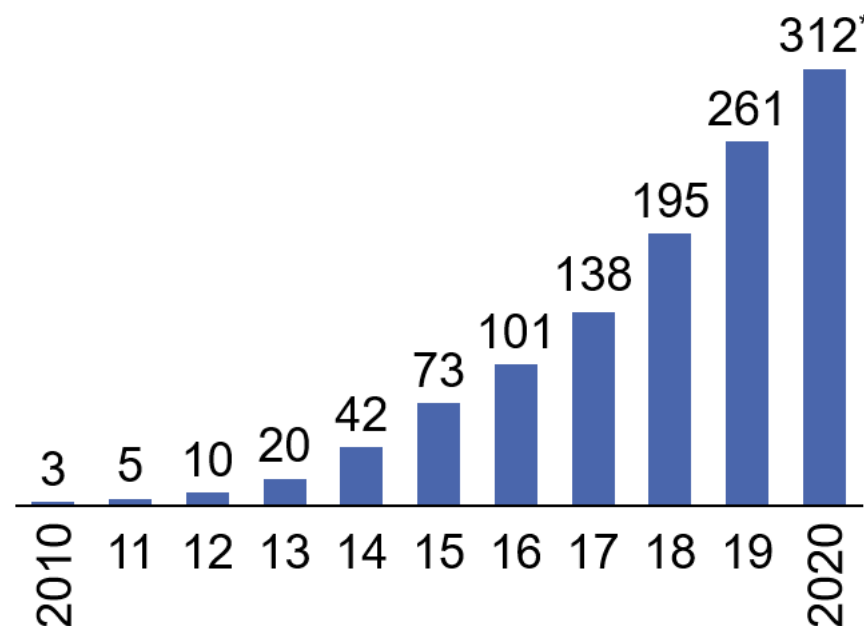
Elbiler utgjør nå flertallet av nyregistrerte personbiler i Norge - drevet frem av en meget vellykket elbilsatsning

Elbilers andel av nyregistrerte kjøretøy

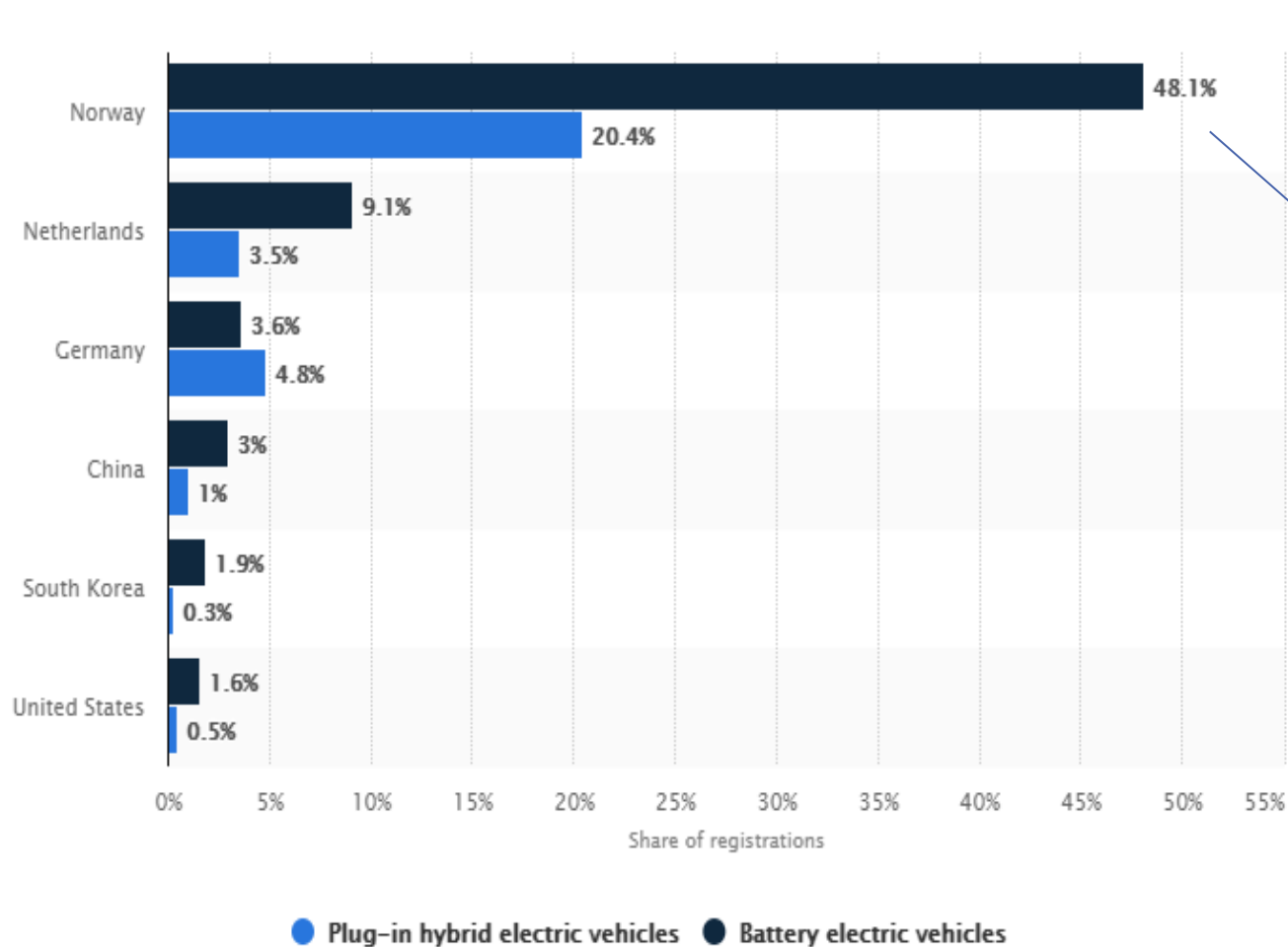
Markedsandel
i sept. 20: 61%



batterielektriske personbiler ('000)



Norge har nå høyest markedsandel elbiler i verden etterfulgt av Nederland, Tyskland og Kina - langt bak



Norge har gått foran og vist vei

Suksessoppskriften

1

Fritak for mva. og engangsavgift

Høye engangsavgifter gjør slike virkemiddel særlig effektive i Norge

2

Utbygd ladeinfrastruktur

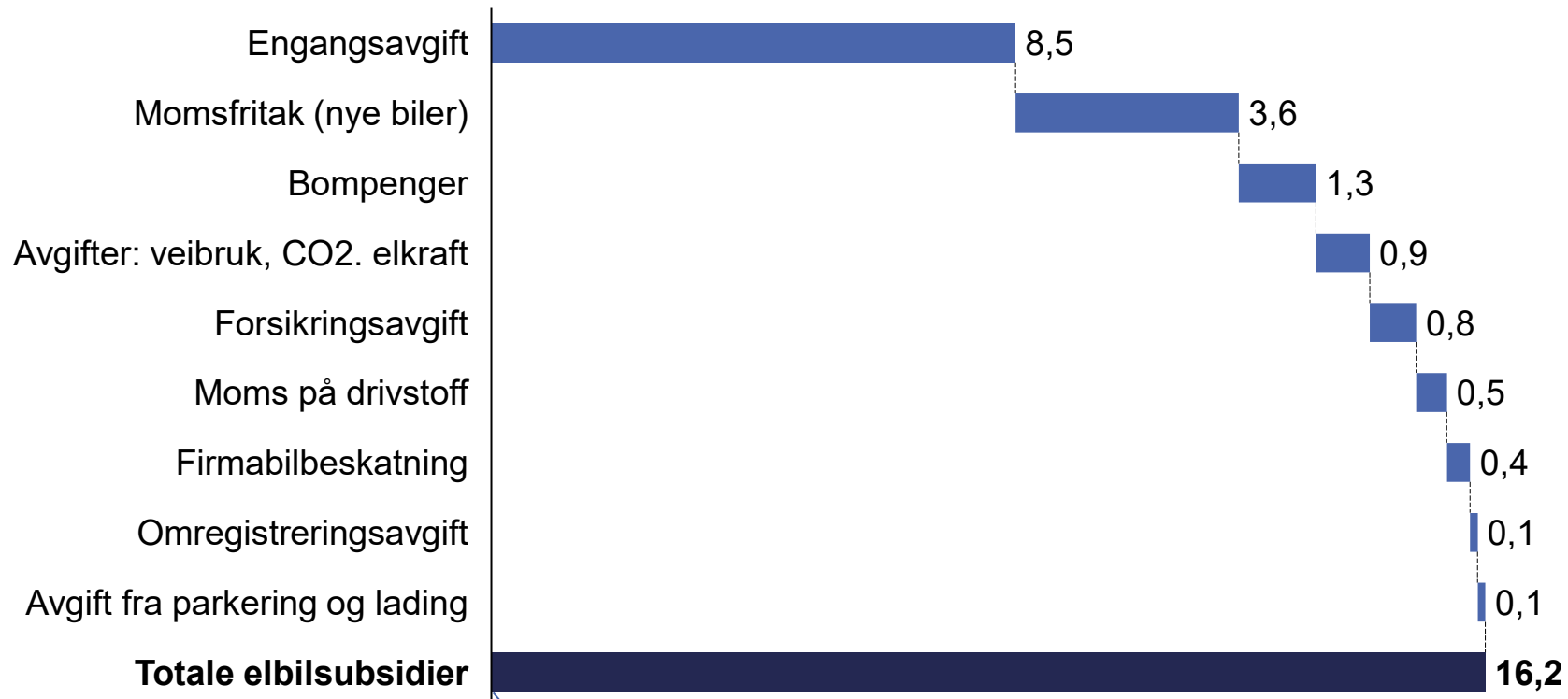
- >16000 offentlige ladepunkter
- Hjemme- og kontorlading

3

Andre brukerfordeler

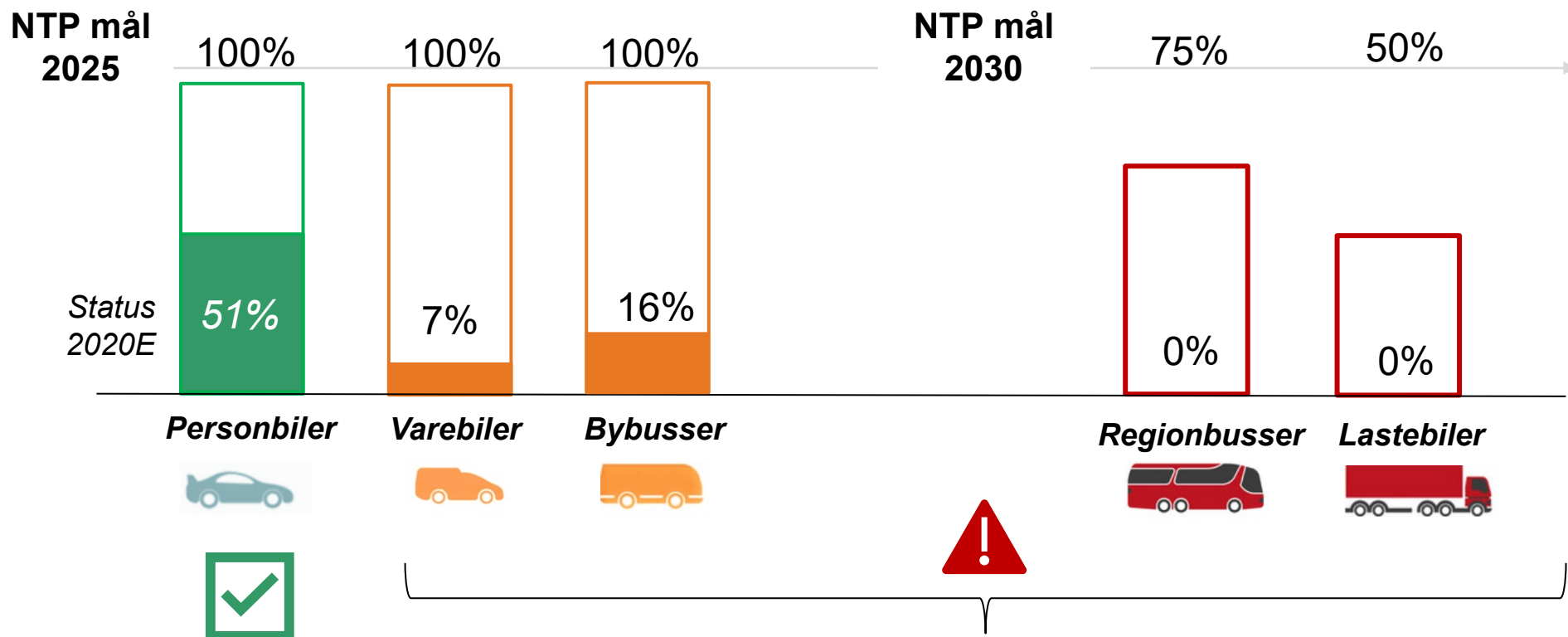
- Bompenger og fergesatser
- Gratis offentlige lademuligheter
- Parkeringsfordeler
- Bruk i kollektivfelt
- Redusert forsikrings- og veiavgift

Estimerte elbilsubsidier 2020 i mrd. NOK



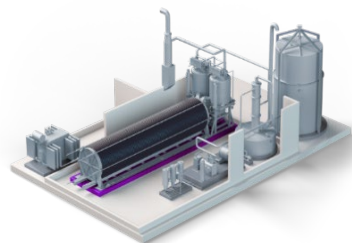
Ca. **16 mrd. NOK** forventes investert i 2020

Hvordan ligger vi an i forhold til målene i Nasjonal Transportplan?



Konvertering av tyngre kjøretøy til nullutslipp vil kreve hydrogen

Skal vi lykkes må vi etablere hydrogeninfrastrukturen nå



Elektrolysør



H2 Distribusjon



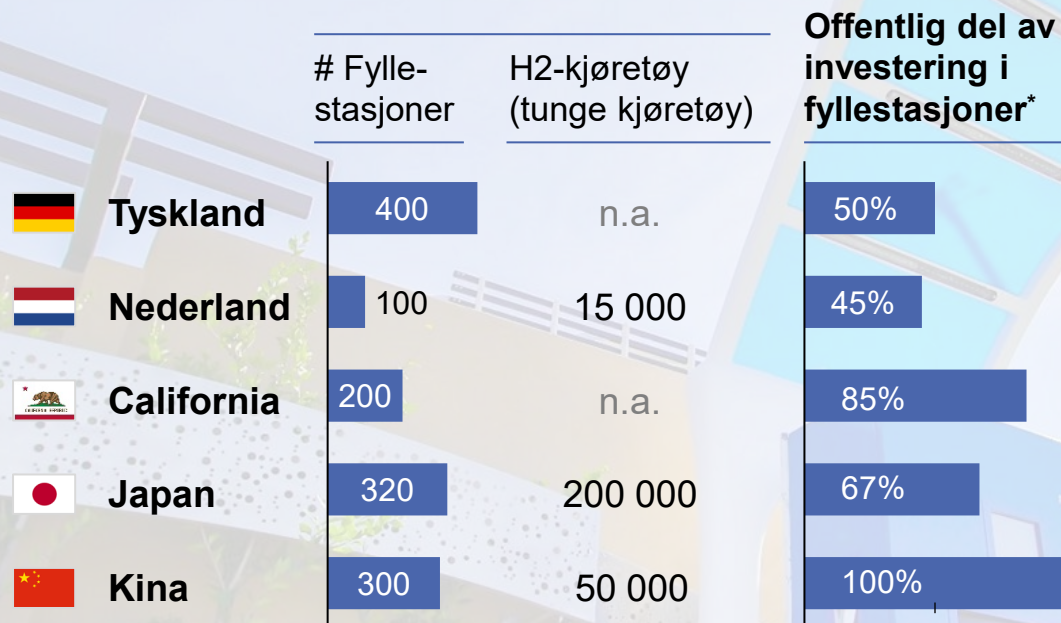
H2 Fyllestasjon



Tyngre kjøretøy

En rekke andre land satser nå tungt på H2

Mål 2025



EU-kommisjonen:

*“Hydrogeninfrastruktur
er en forutsetning
for å gjøre
tungtransporten
utslippsfri på sikt”*

Norges hydrogen strategi er en god oppsummering av status.

**Men, strategien må nå videreutvikles
med offensive / ambisiøse mål og inkludere nødvendig offentlig støtte.**

Hvilke konkrete tiltak er nødvendig for å nå nullutslipp målene innen tungtransport ?

- Omgående etablere tilstrekkelige målsetninger for H2 infrastruktur

- Det offentlige må bidra med betydelige investerings- og driftstilskudd til hydrogeninfrastruktur i oppbyggingsfasen

- **Bør forankres i en offensiv nasjonal strategi med klare milepæler** slik som bl.a. Kina, California og EU har gjort.

- Må bl.a. settes 2025 delmål også for tyngre kjøretøy.

- Videreføre **avgiftsfritak for hydrogen kjøretøyer** og **gradvis innføre tilleggsbeskatning av tyngre fossile kjøretøy** for å få samme effekt som for personbiler



Hva vil dette koste?

DNV·GL

Produksjonskapasitet og investeringer for hydrogeninfrastruktur i Norge

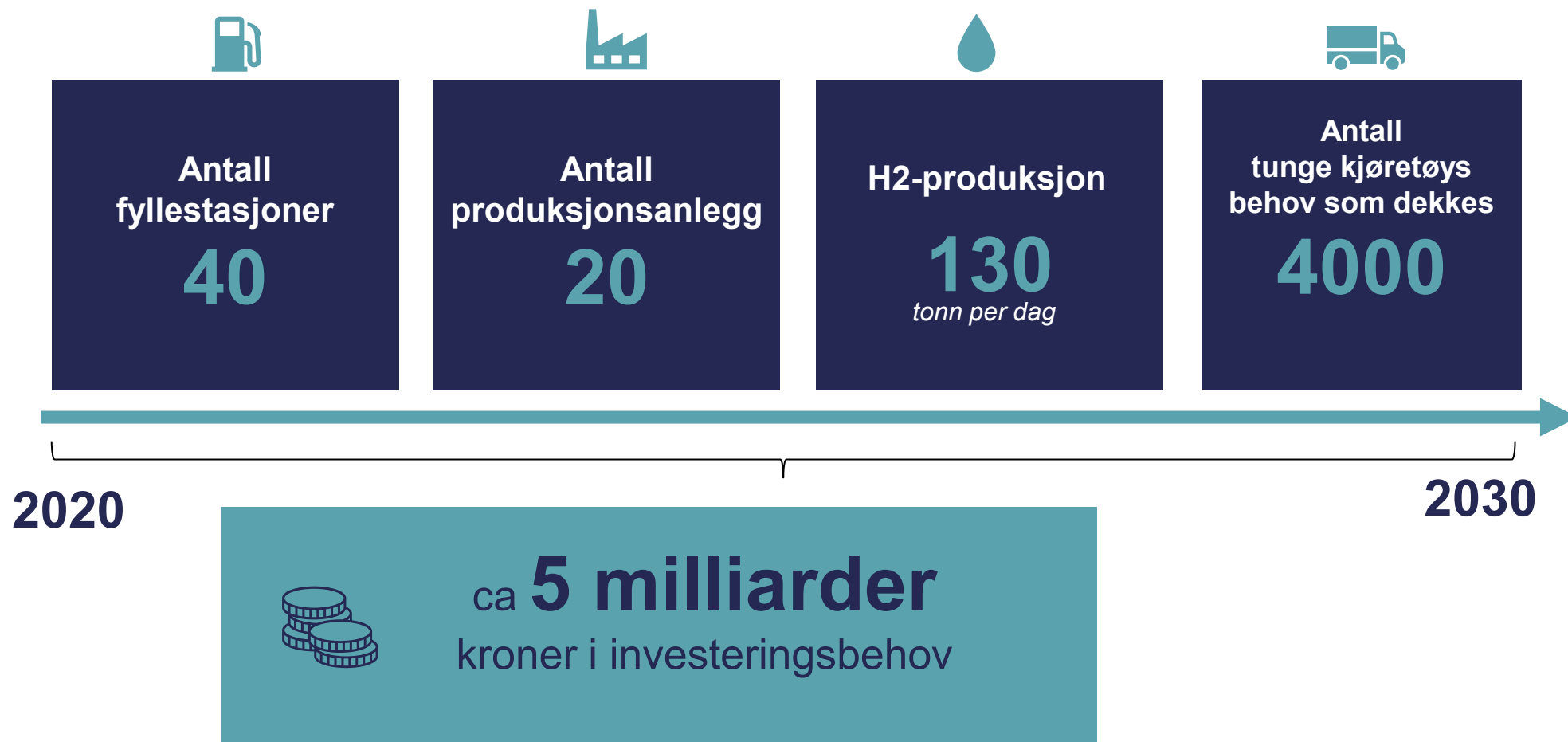
21. august 2020



Magnus Killingland MSc./MBA
Prosjektleder / Principal Consultant
E-post: magnus.killingland@dnvgl.com
Mobil: +47 99 60 26 90

Tore Eliassen
Avdelingsleder Energimarkeder og Teknologi
E-post: tore.eliassen@dnvgl.com
Mobil: +47 414 62 756

Kostnader ved etablering av nasjonal minimum H2 infrastruktur i Norge



Offentlig-privat samarbeid vil være nødvendig for å lykkes



Det **private næringsliv** står klar til å gå i gang med infrastruktur utbyggingen



Norge har **globalt ledende aktører** på hydrogenområdet med teknologien og kompetansen som kreves



Veien videre avhenger av at det offentlige med sitt virkemiddelapparat **kommer på banen nå**



Etablering av H2 infrastruktur nå sikrer utslippsfri tungtransport i morgen

- Vi er faktisk **nummer én** globalt på elbil
- Må etablere H2 infrastruktur **NÅ** for å nå målene som er satt for tungtransport i NTP
- **Europa** har sett behovet og **satser for fullt på hydrogen**
- For **Norge** vil en utbygging av minimum infrastruktur koste **ca 5 milliarder kroner**
- **Offentlig / privat samarbeid er nødvendig for å lykkes**

Takk for oppmerksomheten!



Produksjonskapasitet og investeringer for hydrogeninfrastruktur i Norge

21. august 2020



Magnus Killingland MSc./MBA
Prosjektleder / Principal Consultant
E-post: magnus.killingland@dnvgl.com
Mobil: +47 99 60 26 90

Tore Eliassen
Avdelingsleder Energimarkeder og Teknologi
E-post: tore.eliassen@dnvgl.com
Mobil: +47 414 62 756

Innhold

Produksjonskapasitet og investeringer for hydrogeninfrastruktur i Norge

1. Konklusjoner / Executive Summary

- a) Minimumskapasitet for et regionalt scenario mot 2025, og et nasjonalt scenario mot 2030 for landtransport
- b) Implikasjoner for kraftnettet

2. Produksjonskapasitet og investeringskostnader

- a) Landtransport
- b) Maritimt
- c) Nettanalyser med kostnader for nettoppgraderinger
- d) Industri

3. Veien mot 2050 – high level vurderinger

4. Status på hydrogen – sammendrag av de viktigste publikasjonene, fordeler og implikasjoner med hydrogen-utrulling

5. Vedlegg – Mål og metode, detaljert om modellering



Executive Summary

Produksjonskapasitet og investeringskostnader for hydrogen til landtransport, maritimt og industri i Norge

1) Minimumskapasitet for et «Regionalt 2025 scenario», «Nasjonalt scenario i 2030 >5% dekning», «Veien mot 2050», 2) implikasjoner for kraftnettet, og 3) en oppsummering av publikasjoner med status på veikart med investeringsbehov

Produksjonskapasitet og investeringskostnader for hydrogen - Prosjektets mål, vurderinger og resultater

OVERORDNET MÅL

Studien har et hovedfokus på det som må til av investeringer for å komme opp på et «minimumsnivå»

dvs. at hydrogen blir et reelt alternativ som drivstoff, både fordi det er tilgjengelig i alle fylker, men også fordi det er tilstrekkelig infrastruktur til at det ikke blir et argument mot anskaffelse av hydrogenkjøretøy. Analysen knyttes til klimamål i NTP.

KOSTNADSVURDERINGER

HYDROGEN-PRODUKSJON

Analyse av minst én stor produksjons-sentral i hvert fylke med lokal kraft, og synergier med maritimt og industri

HYDROGEN-STASJONER

Analyse av hydrogen-stasjoner som kan dekke alle typer innenlands transport-former

IMPLIKASJONER OG RINGVIRKNINGER

Vurderinger av behov for nettførsterkninger med kostnader

RESULTATER

Produksjonskapasitet for scenarier presenteres nasjonalt og fordelt på fylker og regioner

Investeringskostnader presenteres detaljert for et minimums-scenario, og overordnet for et godt utbygd, og nullutslipps-scenario

Investeringskostnader baseres på kostnadstall for produksjon av hydrogen, fyllestasjoner og distribusjon fra NEL og Hexagon

Definisjon av minimumskapasitet for hydrogen

Definisjoner knyttet til geografi, energibehov, sektor og i tid, samt referanser fra andre studier

VÅR DEFINISJON IFHT. GEOGRAFI, SEKTOR OG TID

For at hydrogen skal være et reelt alternativ som drivstoff har vi definert minimum produksjonskapasitet og infrastruktur for fyllestasjoner for ulike scenarier.

Regionalt scenario i et 2025-perspektiv

Scenariet i Sør-Norge omfatter om lag 1000 tyngre kjøretøy fram mot 2025, som tilsvarer 80.000 hydrogen personbiler, med fire produksjonslokasjoner og 15 fyllestasjoner for å dekke transportkorridorene fra Østlandet, mot Sør- og Vestlandet. Kjøretøyene som er med i dette scenariet er av typen vogntog/trailere, tyngre og lettere lastebiler, varebiler og regionbusser, og personbiler. Flåten tilsvarer omlag 1/3 av Asko, Posten og PostNord sine kjøretøy, eller 1,5% av lastebilflåten i Norge, og 2% av trafikkarbeid og kjørte kilometer for tungtransport.

Nasjonalt scenario i et 2030-perspektiv

Landsdekkende er minimumskapasitet for produksjon modellert ut i fra antagelsene om at 5% av energibehovet for tungtransport og varebiler mot 2030 kan dekkes. Dette er modellert ut i fra statistikk for kjøretøy i Norge, årlige nyregistreringer, forventede andeler kjøretøy av ulike grupper med tilhørende spesifikt forbruk per kilometer, og godstransport med befolkning og veikilometer per fylke. Andeler som kan være hydrogenbasert er vurdert, etter fratrukk av batterielektrisk, biobasert og rest av diesel og bensin. I tillegg har 12 havner og 5 lovende industricase blitt vurdert som egnet for samlokalisering med produksjon av hydrogen for transport.

MINIMUMSBEHOV ANDRE REFERANSER

Tysk nasjonal hydrogen strategi 2020, Federal Ministry for Economic Affairs and Energy

Strategien omtaler «critical mass for some initial sectors». Volumet av grønn hydrogen er presentert til 5 GW i 2030, eller 14 TWh, som tilsvarer 2 % av energiforbruket til transportsektoren i Tyskland (750 TWh). Hydrogenstrategien omtaler opp mot 90-110 TWh totalt i 2030, men da også til industrielle formål og fra annen produksjon en elektrolyse, som tilsvarer 10% av energibruk i industri og tjenesteytende næringer (ca. 1100 TWh).

Path to hydrogen competitiveness - A cost perspective - Hydrogen Council

Angir at mot 2030 må 20.000 stasjoner bygges for at kostnadene skal bli konkurransedyktig med bensin- og diesel-fyllestasjoner, muligens tilsvarende 1-2% av verdens bensinstasjoner, eller 15% av Europa's bensinstasjoner. 10 MtH₂/år (70GW) må produseres per år i 2030 for å bli konkurransedyktig med grå hydrogen, dvs. ca. 15 % av dagens hydrogenforbruk globalt (70-80 MtH₂/år).

The future of Hydrogen, IEA

Omtaler at veikartene for de 5 mest ambisiøse landene innen hydrogen-kjøretøy og fyllestasjoner har planer om ca. 2 MtH₂/år innen 2030, dvs. 3-4% av det globale hydrogenforbruket.

Hydrogen Roadmap Europe, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking

Minimumskapasitet i 2030 for å etablere en hydrogen-økonomi defineres til 4-6% av sluttbruk av energi, mens antall kjøretøy er definert som 5% for privatbiler og 8% for varebiler. 45000 lastebiler og busser må ruller ut innen 2030, dvs. ca. 0,7% av 6,5 millioner lastebiler. De har modellert 8% som et pessimistisk minimum 2050-behov, og 24% som et ambisiøst scenario for totalt energibehov i Europa, og 25% av kjøretøyflåten.

Hydrogen Economy Outlook, Bloomberg NEF

Med en framskrivning på at hydrogen kan dekke 24% av totalt energibehov i et 1,5C scenario, innebærer det at 8% må dekkes i 2030 som et minimum, forutsatt at 2020-behovet i dag er tilnærmet lik null.

Fueling the Future of Mobility, Deloitte

Referer til USA's mål for 7300 fyllestasjoner innen 2030, som er omtrent 6% av dagens 110.000 bensinstasjoner. Gjengir tallene fra Hydrogen Roadmap Europe.

Produksjonskapasitet og investeringer for hydrogeninfrastruktur i Norge

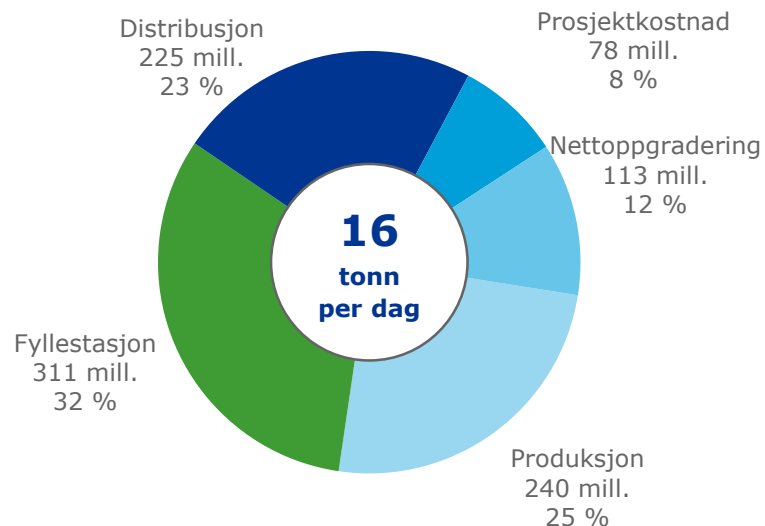
Regionalt 2025- og nasjonalt 2030-perspektiv for landtransport

VEITRANSPORT

En regional minimumskapasitet for Sør-Norge i et 2025-perspektiv, for utvalgte transportkorridorer er estimert til **16 tonn per dag** og **5500 tonn per år**, og et investeringsbehov på ca. **1 mrd.** for 4 produksjons-lokasjoner og 15 fyllestasjoner med tilkjørte containere, primært for tungtransport, samt 4 bussdepoter. Utgangspunktet har vært 500 lastebiler, 300 varebiler og 200 busser. Dette tilsvarer 2% av transportkilometer for tungtransport i Norge per år per i dag.

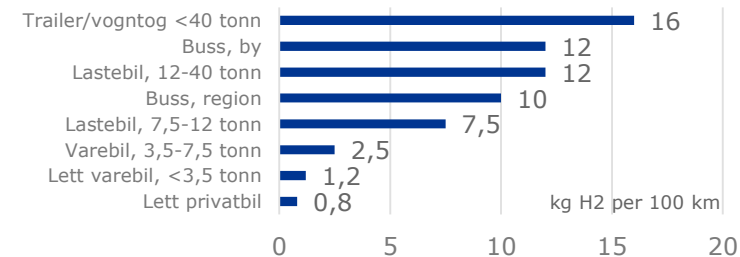
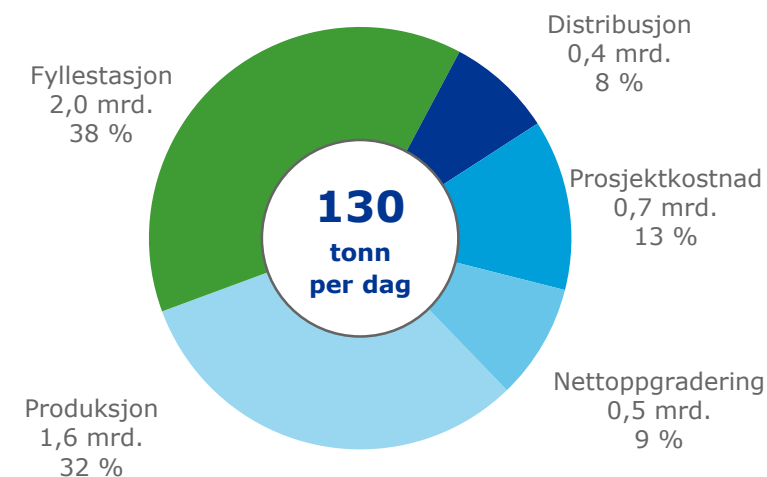
En minimums produksjonskapasitet i et 2030-perspektiv er estimert til **130 tonn per dag**, og **50.000 tonn per år** for veitransport og **5,1 mrd. i investeringskostnader** for 20 produksjonsanlegg med fyllestasjoner, og 20 fyllestasjoner med tilkjørt. Det kunne ha holdt med 12 fyllestasjoner for å dekke mulige mengder, men pga. lange avstander i distriktene anbefales det å etablere 8 fyllestasjoner, med egenproduksjon på 1 t/d eller tilkjørt, til 0,3 mrd. i tillegg for å sikre nok dekning. Skalaeffektene for 20 produksjonsanlegg og 40 fyllestasjoner er forventet til å være 15%, dvs. en reduksjon i kostnadene på 900 MNOK. Grunnlaget er modellert fra 5% av kjøretøy-parken for tungtransport, varebiler og buss.

Investeringer for regional minimumskapasitet for 1400 laste-, vare- og personbiler, totalt 1 mrd.



Resultatene er basert på statistikk for kjøretøy, godstrafikk, kilometer veier, antall fyllestasjoner for tungtransport, fossile fyllestasjoner fra TØI, SSB og Statens Vegvesen. Analysene og resultatene har vært sammenlignet med mål i NTP andeler av nullutslipps-kjøretøy for kjøretøykategoriene.

Investeringer for nasjonal minimumskapasitet i et 2030 perspektiv, totalt 5,1 mrd.



Resultater

Produksjonskapasitet og investeringer for hydrogeninfrastruktur i Norge

TRANSPORT

En regional minimumskapasitet for Sør-Norge i et 2025-perspektiv, for utvalgte transport-korridorer er estimert til 16 tonn per dag og 5500 tonn per år, og et investeringsbehov på 1 mrd. for 4 produksjons-lokasjoner og 15 fyllestasjoner med tilkjørte containere, primært for tungtransport, samt 4 bussdepoter.

En minimums produksjonskapasitet i et 2030-perspektiv er estimert til 130 tonn per dag, og 50.000 tonn per år for veitransport og 5,1 mrd. i investeringskostnader for 20 produksjonsanlegg med fyllestasjoner, og 20 fyllestasjoner med tilkjørt.

MARITIM

En produksjonskapasitet i et 2030-perspektiv for maritim sektor er estimert til 10.000 tonn per år komprimert, 28 tonn per dag, og mengder opp til totalt 41.000 tonn per år (110 tonn per dag) som kan bli videreforedlet til LH2 og ammoniakk.

Investeringskostnadene er beregnet til 1,1 mrd. for komprimert hydrogen med bunkring, og ytterligere 1,1 mrd. for kun elektrolysører til LH2. Kostnadsnivåer har tatt utgangspunkt i produksjon og fyllestasjoner for infrastruktur for landtransport. Analyse er gjort for de 12 mest relevante havnene egnet for samlokalisering med landtransport.

INDUSTRI

En optimistisk potensiale i et 2030-perspektiv for industrisektoren er vurdert til 25.000 tonn per år, eller 68 tonn per dag, og investeringskostnader på 1 mrd. kun for elektrolysekapasitet.

Dette er basert på 5 mest relevante og kjente case egnet for samlokalisering med produksjon til transport og evt. maritimt.

NETTANALYSER OG SAMMENLIGNING MED HURTIKGLADERE

Det norske nettet er robust og sterkt, med god tilgjengelig kapasitet i de områdene som er mest aktuelle for å bygge ut hydrogenproduksjon i tilknytning til hovedakser for transport, havner og industri. Konsekvensene for nettet vil ikke være store med et effektuttak på 100-300 MW, dvs. produksjonskapasitet 40-130 tonn per dag. Oppgraderingskostnadene for disse volumene er 200-400 MNOK. Kostnadene er meget lokasjonsavhengig, og kan variere mellom 1 og 5,5 MNOK/MW, innenfor korte avstander (1-10 km).

Hydrogen krever mer energi og installert effekt enn hurtigladere for å levere samme transportarbeid. Energibehovet kan være typisk dobbelt så mye for en hel verdikjede. Investeringsbehovet for en kjøretøypark med 50% hydrogen, er estimert til dobbelt så høy som for hurtigladere, og omtrent lik for nettinvesteringer.

INVESTERINGER

Investeringskostnader enkeltstående anlegg, uten prosjektkostnader, med en usikkerhet på $\pm 25\%$ vises under.

- 1) Produksjonsanlegg med swap-containerer, 20-110 MNOK for 1-8 tonn/dag
 - 2) Fyllstasjon, 20-195 MNOK for 1-8 tonn/dag
 - 3) Distribusjon med containere, 15-80 MNOK for 1-8 tonn/dag
- Ytterligere 10-20% reduksjon i kostnader for 40-100 lokasjoner

Definition of minimum hydrogen capacity

Regarding geography, energy, end users and in time, with references to other publications

OUR DEFINITIONS

In order to enable hydrogen to be a true alternative as fuel, we have defined minimum production capacity and filling stations for different scenarios.

Regional scenario in a 2025 perspective

The scenario in southern Norway includes about 1000 heavy duty vehicles by 2025, similar to 80.000 light fuel-cell vehicles, with four production sites and 15 filling stations to cover the transport corridors from Eastern Norway, towards Southern and Western Norway. The vehicles included in this scenario are trucks/trailers, heavier and lighter trucks, vans, regional buses and some light vehicles. The fleet equals about 1/3 of Asko, Posten and PostNord's vehicles, or 1.5% of the truck fleet in Norway, and 2% of traffic work and kilometers traveled for heavy transport.

National scenario in a 2030 perspective

Nationwide, minimum capacity for production is modeled on the assumptions that 5% of energy demand for heavy transport and vans by 2030 can be covered. This is modeled on the basis of statistics for vehicles in Norway, annual new registrations, expected proportions of vehicles of different groups with associated specific consumption per kilometer, and freight transport with population and road kilometers per county. Further is shares of hydrogen-based fuel cell vehicles assumed, after deduction of battery electric, bio-based and residual of diesel and petrol. In addition, 12 ports and 5 promising industrial cases have been considered suitable for co-location with hydrogen production for transport.

PUBLICATIONS AND REFERENCES

German national hydrogen strategy 2020, Federal Ministry for Economic Affairs and Energy
The strategy mentions «critical mass for some initial sectors» and presents 5 GW of green hydrogen in 2030, or 14 TWh, which corresponds to 2% of the energy consumption of the transport sector in Germany (750 TWh). The hydrogen strategy mentions up to 90-110 TWh in total in 2030, but then also for industrial purposes and from other production processes than an electrolysis. This corresponds to 10% of energy consumption in heavy industry and service industries (about 1100 TWh).

Path to hydrogen competitiveness - A cost perspective - Hydrogen Council

Indicates that by 2030, 20,000 stations must be built to make these costs competitive with gasoline and diesel filling stations, possibly equivalent to 1-2% of the world's gas stations, or 15% of Europe's gas stations. 10 MtH₂ / year (70GW) must be produced per year by 2030 to be competitive with gray hydrogen, i.e. approx. 15% of today's hydrogen consumption globally (70-80 MtH₂ / year).

The future of Hydrogen, IEA

This publication mention that the roadmaps for the 5 most ambitious countries in hydrogen vehicles and filling stations have plans for approx. 2 MtH₂ / year by 2030, i.e. 3-4% of global hydrogen consumption today.

Hydrogen Roadmap Europe, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking

Minimum capacity in 2030 to establish a hydrogen economy is defined as 4-6% of final energy use, while the number of vehicles is defined as 5% for private cars and 8% for vans. 45,000 trucks and buses must be rolled out by 2030, i.e. approx. 0.7% of 6.5 million trucks. They have modeled 8% as a pessimistic minimum 2050 need, and 24% as an ambitious scenario for total energy needs in Europe, and 25% of the vehicle fleet.

Hydrogen Economy Outlook, Bloomberg NEF

With a projection that hydrogen can meet 24% of the total energy demand in a 1.5C scenario, this means that 8% must be covered by 2030 as a minimum, provided that the 2020 need is almost zero today and a linear development.

Fueling the Future of Mobility, Deloitte

Refer to the US goal of 7300 filling stations by 2030, which is about 6% of today's 110,000 gas stations. Reproduces the figures from Hydrogen Roadmap Europe.

Results

Production capacity, filling stations and investments for hydrogen infrastructure in Norway

TRANSPORT

A regional minimum capacity for southern Norway in a 2025 perspective, for selected transport corridors is estimated at 16 tonnes per day and 5500 tonnes per year, and a 1 billion investment requirement for 4 production sites and 15 filling stations with 1 tonnes distributed containers, primarily for heavy transport, as well as 4 bus depots.

A minimum production capacity in a 2030 perspective is estimated at 130 tonnes per day, 50,000 tonnes per year, for road transport and 5.1 billion in investment costs for 20 production plants with filling stations, and 20 filling stations with distributed containers.

MARITIME

A production capacity in a 2030 perspective for the maritime sector is estimated at 10,000 tonnes per year compressed, 28 tonnes per day, and quantities up to a total of 41,000 tonnes per year (110 tonnes per day) which can be further processed to LH2 and ammonia.

Investment costs are estimated at 1.1 billion NOK for compressed hydrogen with bunkering, and an additional 1.1 billion NOK for only electrolyzers for further LH2/ammonia-processing. Cost levels have been based on production and filling stations for land transport infrastructure. Analysis has been done for the 12 most relevant ports suitable for land transport co-location.

INDUSTRY

An optimistic potential in a 2030 perspective for the industrial sector is estimated at 25,000 tonnes per year, or 68 tonnes per day, and investment costs of 1bn NOK electrolysis capacity.

This is based on 5 most relevant and known cases suitable for co-location with production for transport and possibly maritime.

GRID ANALYSES

The Norwegian grid is robust and resilient, with good available capacity in the areas most relevant to expanding hydrogen production in connection with major axes for transport, ports and industry. The consequences for the grid will not be large with a power demand of 100-300 MW, i.e. production capacity 40-130 tonnes per day. The upgrade costs for these volumes are estimated to be 200-400 MNOK. The costs are very location dependent and can vary between 1 and 5.5 MNOK/MW, within short distances (1-10 km).

Hydrogen requires more energy than battery electric vehicles to deliver the same transport work, typically twice as much. The investment requirement for a 50% hydrogen vehicle fleet is estimated to be twice as high for hydrogen as for fast chargers, and about the same for grid investments.

INVESTMENTS

Investment costs for individual plants, without project costs, with an uncertainty of $\pm 25\%$ are shown below.

- 1) Production facility with swap containers, MNOK 20-110 for 1-8 tonnes / day
 - 2) Filling station, NOK 20-195 for 1-8 tonnes / day
 - 3) Distribution with container, MNOK 15-80 for 1-8 tonnes / day
- Further 10-20% reduction in costs for 40-100 locations is assumed

Hydrogeninfrastruktur minimumskapasitet regionalt 2025

Landtransport

Tilsvarende 2% av transportkilometer for tungtransport

5.500

tonn per år til 1000 tyngre kjøretøy

16

tonn per dag

Lastebiler

400



> 7.5 t; < 12 t

50



> 12 t

50



Truck tractor



> 3.5 t; < 7.5 t

300

Varebiler



200

Busser



Tilsvarende

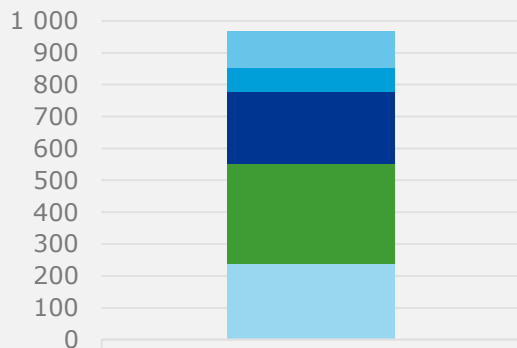
80.000

Personbiler

Investeringer

*uten tomtekostnader

960 mill.

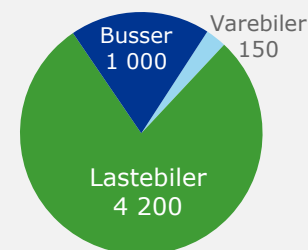


Kategori	Kostnader (mill. NOK)
Nettoppgradering	113
Prosjektkostnad	78
Distribusjon	225
Fyllestasjon	311
Produksjon	240

Årlig hydrogen produksjon per kjøretøy-gruppe

Personbiler kan være en del av scenariet. 70.000-80.000 personbiler kan utnytte infrastrukturen, hvis ikke den utnyttes av en flåte for tungtransport. Et middels scenario kan være 500 lastebiler og 50.000 personbiler. Fyllestasjoner kan også levere til personbiler med egne dispensere.

tonn per år



10-15

Lokasjoner med produksjon og/eller fyllestasjon

4

produksjonsanlegg med 4 tonn/dag

15

fyllestasjoner

Produksjonsanlegg for å dekke 16 tonn/dag

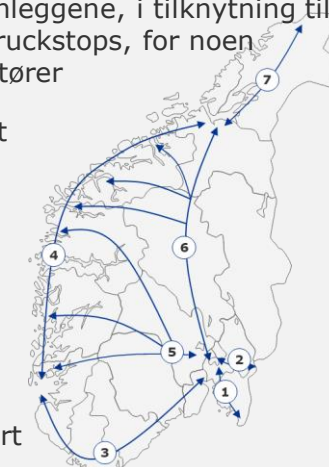
- 2 stk. som dekker Oslo/Viken for korridor 1 og 2, samt mot 3, og fire bussdepoter
- 1 stk. for Agder (Kristiansand/Stavanger) for korridor 3 og mot korridor 4
- 1 stk. for Vestland (Bergen/Ålesund) for korridor 4, eller nr. 6 mot Trondheim

Fyllestasjoner med tilkjørt kontainer

- 15 stk. fordelt i transportkorridorene 1-4 mellom produksjonsanleggene, i tilknytning til døgnhvileplasser og truckstops, for noen større distribusjonsaktører

- I Norge gjennomføres det 2200 mill. transportkilometer, trafikkarbeid, per år, i følge TØI.

- 2 % av dette, tilsvarende 1400 kjøretøy, eller 15 tonn per dag, 5500 tonn per år, med 12 (3-16) kg H₂ per 100 km som er forventet for tungtransport



Hydrogeninfrastruktur minimumskapasitet landtransport nasjonalt 2030

Tilsvarer ca. 5% av energibehovet til landtransport

50.000
tonn per år

130
tonn per dag



4.000

Laste-
biler



12.000

Varebiler



1.500

Busser



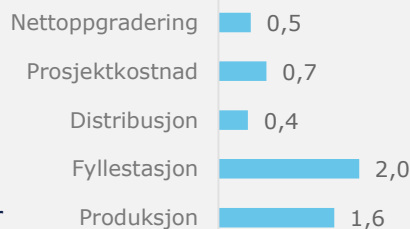
3.000

Personbiler

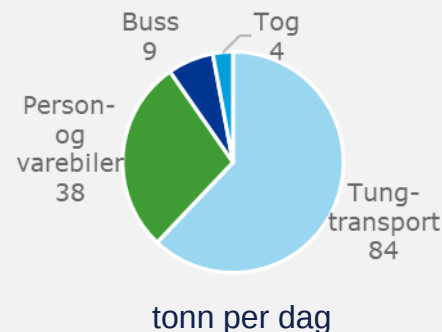
Investeringskostnader

5,1 mrd.

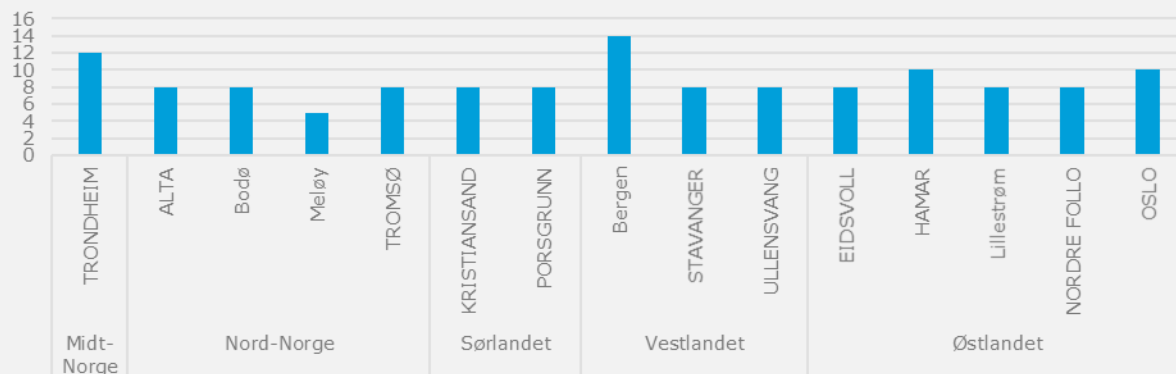
5,7 mrd.+300 mill. i produksjon for lange transport-strekninger i Nord-Norge, skala-effekter gir -15% og -900 mill.



20
produksjons-
anlegg
med fyllestasjoner



Regional produksjonskapasitet for transport, tonn per dag



32-40
fyllestasjoner
med tilkjørte containere



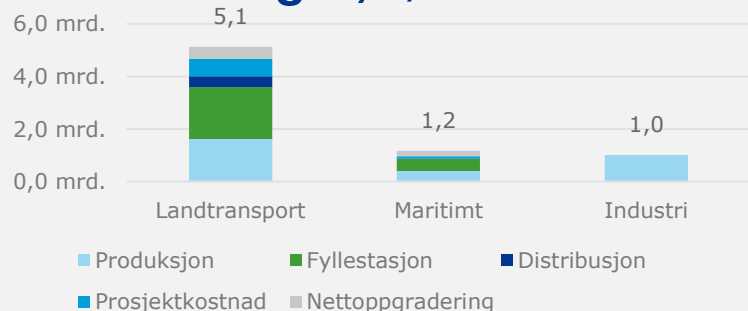
Hydrogeninfrastruktur potensiale nasjonalt i 2030

Landtransport,
maritimt, og industri

115.000
tonn per år

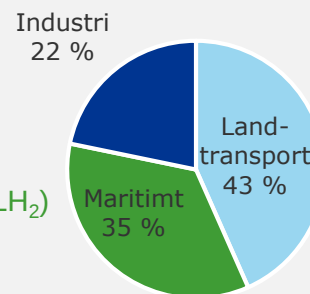
310
tonn
per dag

Investeringer, 7,3 mrd.

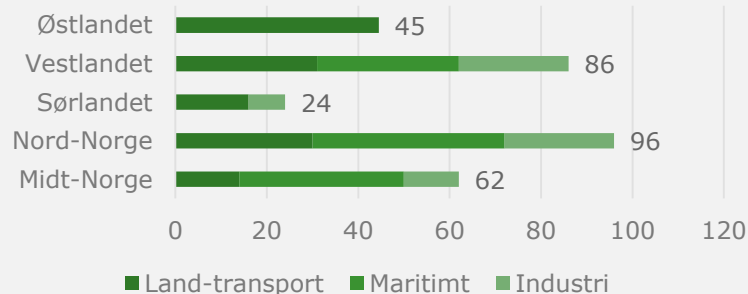


Sektorer tonn per dag

- Laste- og varebiler, 130 t/d
- Maritimt, 110 t/d (28 t/d uten LH₂)
- Industri, shortlist case, 68 t/d



Kapasitet, tonn per dag



20+20

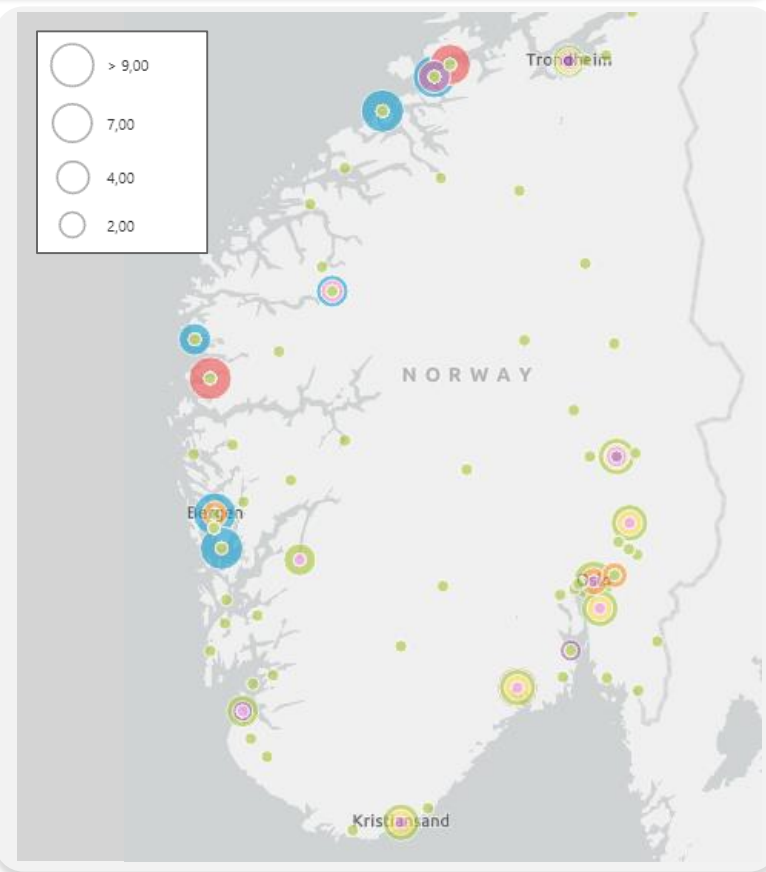
produksjon med
fyllestasjoner, og
fyllestasjoner tilkjørt,
for landtransport

12

havner med
produksjon

5

industricase
med produksjon



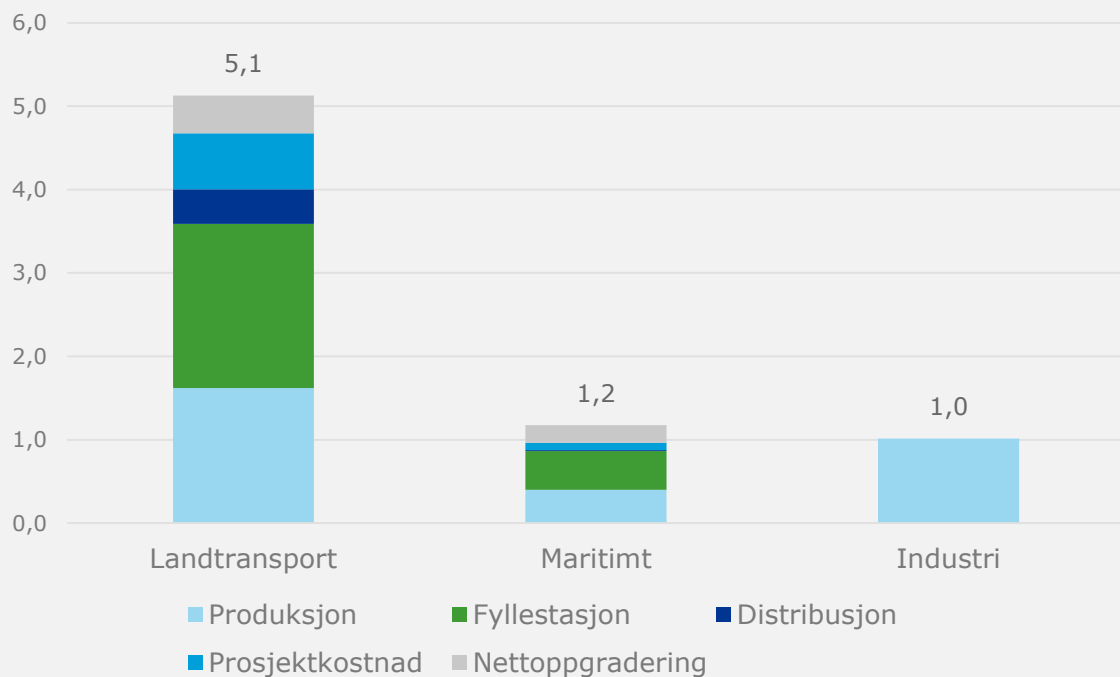
Hydrogeninfrastruktur potensiale nasjonalt i 2030

Landtransport,
maritimt, og industri

115.000
tonn per år

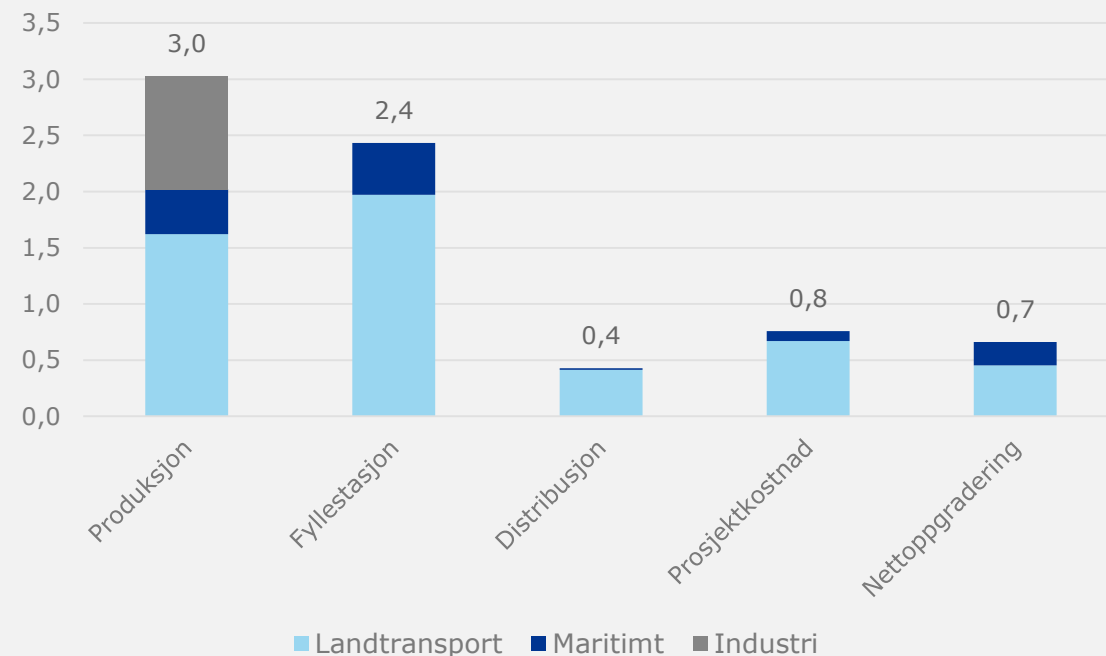
310
tonn
per dag

Investeringer fordelt på sektorer mrd. kroner



7,3 mrd.

Investeringer i verdikjeden mrd. kroner



Produksjonskapasitet og investeringer for hydrogeninfrastruktur i Norge

Konsekvenser og kostnader for kraftnettet

NETTANALYSER OG KOSTNADER

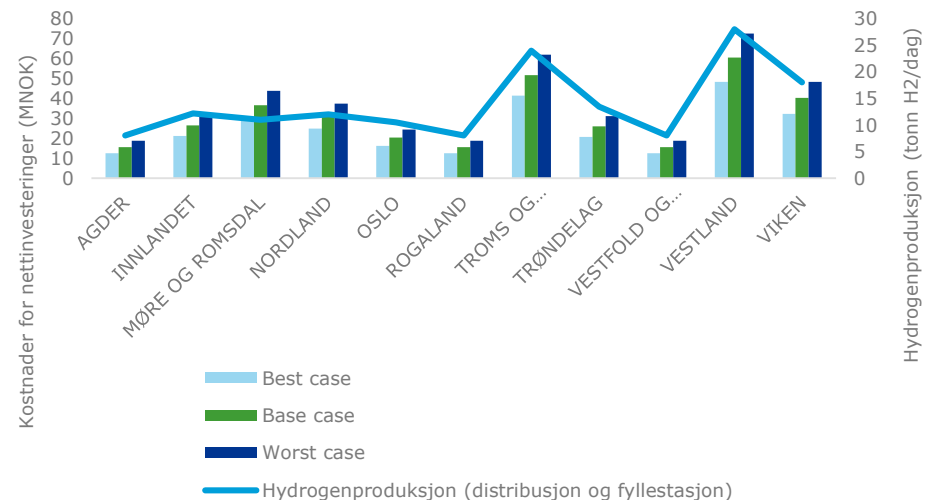
I våre beregninger for nettinvesteringer er antagelsene at det er stort sett sentral hydrogenproduksjon i tilknytning til hovedakser for transport, havner og industri. Kostnadene vil være i et lavere sjikt med en slik utbygging.

Konsekvensene for nettet vil være minimale med et effektuttak på 100-300 MW, dvs. produksjonskapasitet på opptil 130 tonn per dag. Oppgraderingskostnadene for disse volumene er forventet å ligge mellom 200-400 MNOK. Dette er lave kostnader i forhold til det store bildet for infrastrukturinvesteringer. Disse kostnadene kan i mange tilfeller unngås med en riktig geografisk plassering og smarte elektrolysører med bufferkapasitet.

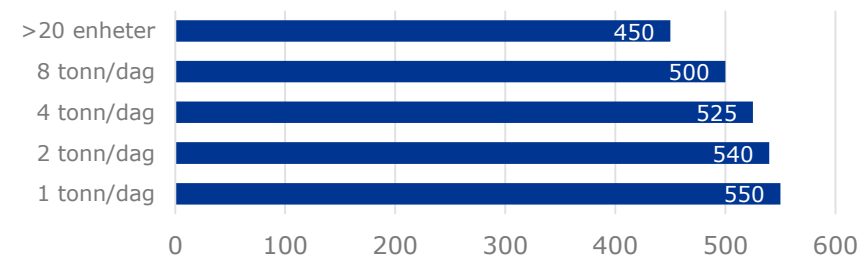
Kostnadene for nettoppgradering er derimot meget lokasjonsavhengig, og kan variere mellom 1 og 5,5 MNOK/MW, innenfor korte avstander (1-10 km). Det er knyttet en risiko til at kapasitet ikke lenger er tilgjengelig ved utbygging, pga. annet utbygging, og at kostnadene kan øke vesentlig.

Ytterligere bufferkapasitet for å lagre hydrogen kan bidra til fleksibilitet og redusere driftskostnader knyttet til tariffer. Kostnadene for lagring i ståltanker er 2500 NOK/kg, og for karbonfiber 5000 NOK/kg*. Tariffer for høyspent effekt er på typisk 20-130 kr/kW/mnd., med de høyeste i vintermånedene, og kan ligge på 50 kr/kW/mnd. i gjennomsnitt forutsatt samme effektuttak hele året. Å investere i ekstra bufferkapasitet for å spare driftskostnader ser ikke ut til å være lønnsomt. Hvis timesbaserte effekttariffer i nettet blir videreført eller gjeninnført vil det sannsynligvis være større rom for å utvide bufferkapasitet for systemfleksibilitet og å spare kostnader knyttet til effekttariffer.

Kostnad for investeringer i strømnettet (MNOK): landtransport



*Bufferlagring Hexagon, €/kgH2



Produksjonskapasitet og investeringer for hydrogeninfrastruktur i Norge

Sammenligning hydrogen- og hurtiglade-infrastruktur

SAMMENLIGNING MED HURTIKLADING, >50% AV KJØRETØY

Konklusjonen generelt, og slik de forenklede og statiske beregningene vi har gjort, er at hydrogen krever mer energi og installert effekt enn hurtigladerer for å levere samme transportarbeid. Dette innebærer typisk dobbelt så mye energi. For effekt kan det bety lavere enn for hurtigladerer hvis bufferkapasitet utnyttes. For 50% av kjøretøyparken, hvis alt enten skal drives av hydrogen eller hurtiglading, er installert effekt beregnet til 4,7 GW H2 (elektrolyser) og 3,6 GW ladekapasitet. *Det anbefales detaljerte dynamiske simuleringer.*

Effekt-uttaket for hydrogeninfrastruktur kan sannsynligvis reduseres ned mot 3,1 GW, med bufferkapasitet.

Antagelsene for dette er en H2-bufferkapasitet på 3 timer og 12 % effektoppreduksjon for elektrolyseren, en «geografifleksibilitet» med en ytterligere bufferkapasitet på 20% ved bruk av swap-kontainere og produksjon der det er mest hensiktsmessig i nettet, samt en redusert effekt for hydrogen ifht. hurtiglading på 5% pga. fylling med trykkutjevningseffekter.

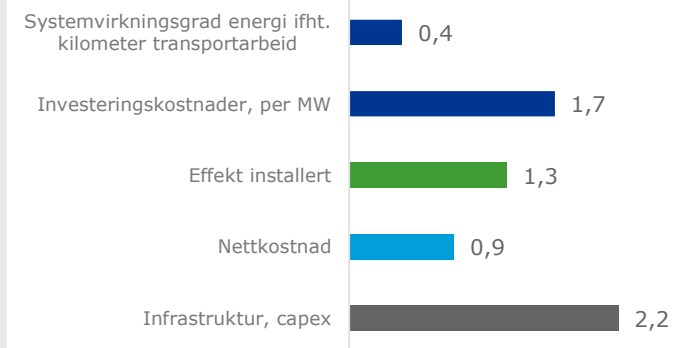
Uten at det er gjennomført detaljerte dynamiske beregninger ser det ut til at hydrogen har mulighet til å belaste nettet med et lavere nivå av topp effekt enn hurtiglading.

Hydrogenproduksjon har fordeler med større fleksibilitet for geografisk plassering i forhold til nettkapasitet, for å unngå høye anleggsbidrag og nettoppgraderingskostnader. Hurtigladerer har dessuten normalt ikke batteribanker for å kunne utnytte samme effekt for å redusere belastningen på nettet. For å sammenligne en tilsvarende systemfleksibilitet bør kostnader for batteribanker inkluderes, det er ikke gjort her. Lastebiler vil sannsynligvis ikke ha en stor andel batterielektrisk, og privatbiler vil sannsynligvis ikke ha store andeler hydrogen i Norge på lang sikt. Disse effekt-uttakene kan settes til lik null i et case for å se på et mer realistisk scenario, og kan inkluderes i et annet case for å se på maksimale ytterpunkter.

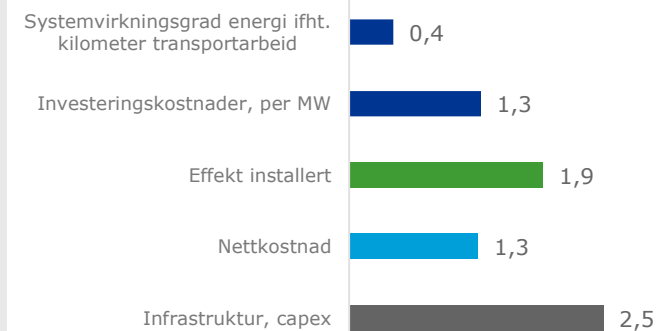
Figuren til høyre viser to sett med forholdstall for to ulike case. Case 1 inneholder at 50% av alle kjøretøy enten har batterielektrisk, eller hydrogenelektriske drivlinjer. Case 2 antar at tungtransport/lastebiler ikke har batterielektrisk, men hydrogen, og i tillegg at privatbiler kun har batterielektrisk og ikke hydrogen. Begge casene har lik kostnad per MW for nett, 2 MNOK/MW, og likt antall kjøretøy og km per år. Hurtigladekapasitet avhenger av antall kjøretøy per lader og effekt per lader, og energi per km. Hydrogen-kapasitet avhenger av kilo hydrogen per kjøretøy per km, og 2,2 MW per tonn hydrogen per dag produsert.

Forholdstall hydrogen over hurtiglading

Case 1 – 50% av alle kjøretøy enten batteri- eller hydrogenelektrisk



Case 2 – 50% el. vs. H2, men uten infra-kostnader for el-lastebil og H2-personbil

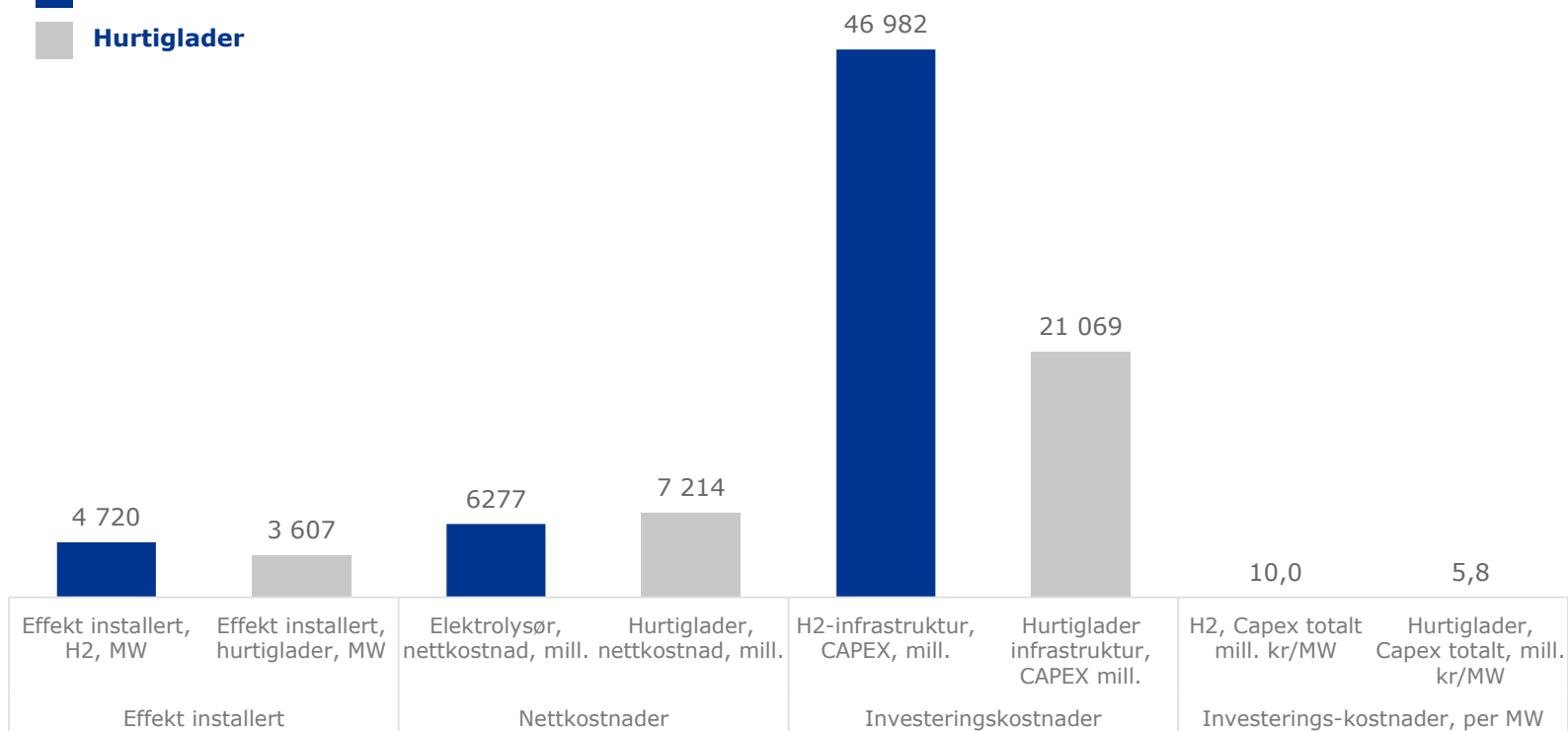


Produksjonskapasitet og investeringer for hydrogeninfrastruktur i Norge

Sammenligning hydrogen- og hurtiglade-infrastruktur

SAMMENLIGNING MED HURTIKLADING, >50% AV KJØRETØY, CASE 1

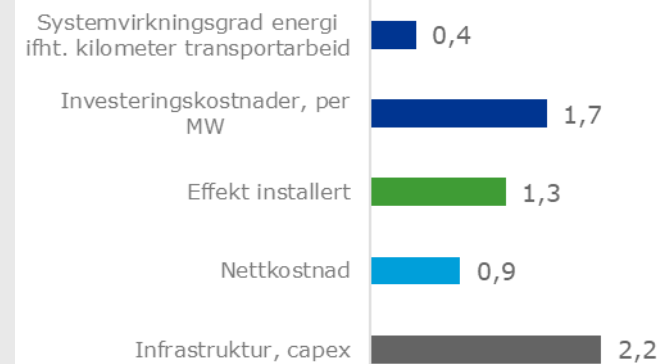
■ Hydrogen
■ Hurtiglader



Den statiske forenklete analysen, som må utføres dynamisk for å få et korrekt bilde, viser at investeringskostnadene for hydrogeninfrastruktur er opp mot 1,7 høyere enn for infrastruktur for hurtigladere. Installert effekt er også høyere, men oppgraderingskostnadene for nettet kan være omtrent lik eller noe lavere hvis hydrogen utnytter bufferkapasitet, både i tid og rom.

Infrastrukturkostnadene er forventet å ligge på det dobbelte, både pga. av at kostnadene per MW er høyere for hydrogen, installert effekt er høyere pga. større energitap i verdikjeden, og buffer- og swap-kontainere er inkludert. Med batteribanker for hurtiglading kan bildet se annerledes ut, dette er ikke beregnet.

Forholdstall hydrogen ifht. hurtiglading



Produksjonskapasitet og investeringer for hydrogeninfrastruktur i Norge

Investeringskostnader for case av produksjon og fyllestasjoner

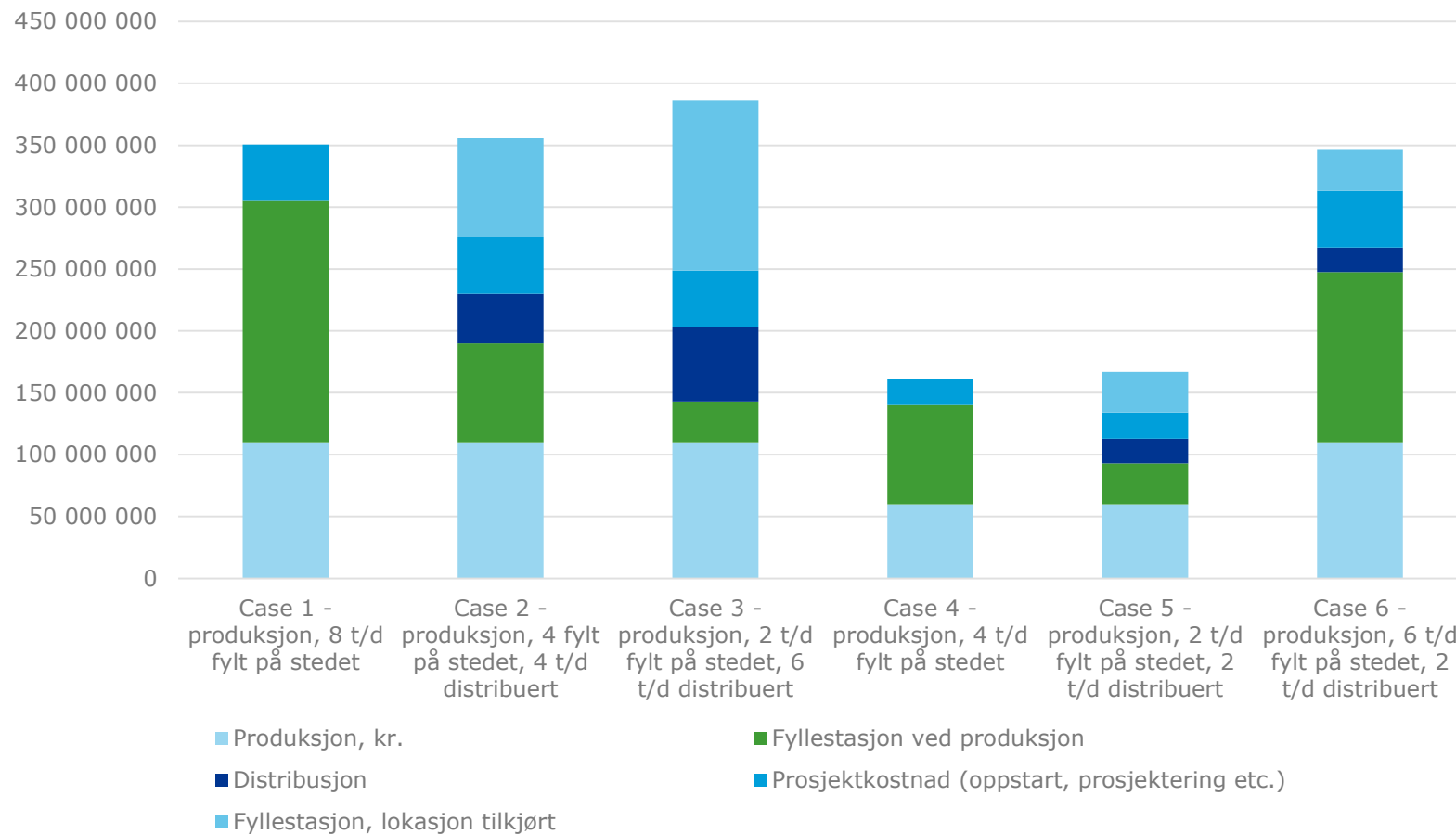
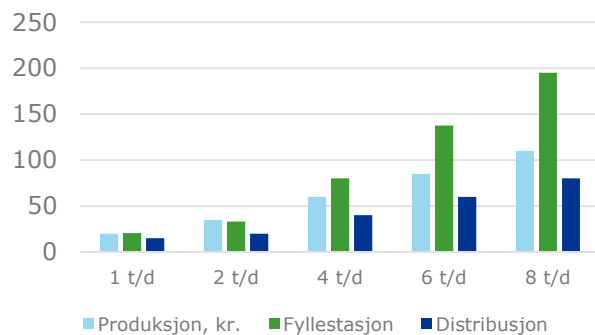
INVESTERINGER

Investeringskostnader enkeltstående anlegg, uten prosjektkostnader, med en usikkerhet på ±25% vises under. NEL estimerer 10-20% reduksjon i tillegg for kostnadene for 40-100 lokasjoner

- 1) Produksjonsanlegg med swap-kontainere, 20-110 MNOK for 1-8 tonn/dag
- 2) Fyllestasjon, 20-195 MNOK for 1-8 tonn/dag
- 3) Distribusjon med kontainer, 15-80 MNOK for 1-8 tonn/dag

Figuren til høyre viser kostnadsoppbygningen for ulike case som er blitt benyttet i studien.

Kostnader for enkeltstående anlegg og del av verdikjede i forhold til kapasitet per dag



Produksjonskapasitet og investeringer for hydrogeninfrastruktur i Norge

Oppsummering av andre studier og publikasjoner for hydrogenveikart

HOVEDBUDSKAP

- 1. Oppskalering vil være den største driveren for kostnadsreduksjon**, og er nødvendig for betydelige kostnadsreduksjoner, også før ytterligere kostnadsreduksjoner fra teknologiske gjennombrudd
- 2. For å oppnå skala er det behov for investeringer, politiske virkemidler og etablere etterspørsel og produksjonskapasitet**, som krever investeringer utover nåværende forpliktelser for å nå kostnadsparitet
- 3. For å oppnå energiovergangen i EU vil det være behov for hydrogen i stor skala.** Uten det ville EU ikke nå utslippsmålene.
- 4. For å etablere et nettverk av fyllestasjoner er planlegging og koordinering fra nasjonale og lokale myndigheter sammen industri og investorer helt nødvendig**
- 5. Med industrialisering, kan totale eierkostnader for hydrogen-kjøretøy med brenselceller bli konkurransedyktig med batterielektrisk og forbrenningsmotorer de neste ti årene.**
- 6. Med industrialisering kan prisen på hydrogen forventes å bli halvert innen 2030** og kostnadene for hydrogeninfrastruktur en tredjedel av i dag innen 2030

German National Hydrogen Strategy 2020, Federal Ministry for Economic Affairs and Energy

«In order to drive forward technological progress and economies of scale and promptly obtain the critical mass of hydrogen needed for some initial sectors to switch to the new technology, the production and use of hydrogen need to be sped up globally.»

«The Federal Government expects that around 90 to 110 TWh of hydrogen will be needed by 2030. In order to cover part of this demand, Germany plans to establish up to 5 GW of generation capacity including the offshore and onshore energy generation facilities needed for this. This corresponds to 14 TWh of green hydrogen production and will require 20 TWh of renewables-based electricity.»

Path to hydrogen competitiveness A cost perspective - Hydrogen Council

«90 per cent of cost reduction for non-transport applications are from scaling up the supply chain, while up to 70 per cent of cost reductions for transport applications are from manufacturing scale-up of end-use equipment. ...to reach this scale, there is a need for investment, policy alignment, and demand creation. The investment needs is less than 5 per cent of annual global energy spend.»

The future of Hydrogen, IEA

«Hydrogen can decarbonize a range of sectors – including long-haul transport, chemicals, and iron and steel – where it is proving difficult to meaningfully reduce emissions by other means. To boost hydrogen it is important to 1) Make industrial ports the nerve centers for scaling up the use of clean hydrogen, 2) Expand hydrogen in transport through fleets, freight and corridors»

Hydrogen Roadmap Europe, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking

«Hydrogen is the best (or only) choice for at-scale decarbonization of selected segments in transport, industry, and buildings. Hydrogen will play a systemic role in the transition to renewable energy sources by providing a mechanism to flexibly transfer energy across sectors, time, and place»

Hydrogen Economy Outlook, Bloomberg NEF

«...policies are critical for scaling up hydrogen, and requires \$150 billion of cumulative subsidies to 2030 worldwide. A scaled-up industry could deliver green hydrogen for \$2/kg in 2030 and \$1/kg in 2050. Fuel cell powered trucks can be competitive by 2030»

Fueling the Future of Mobility, Deloitte

«FCEVs demonstrate the lowest lifecycle greenhouse emissions compared with BEVs and ICEVs and showcase the highest potential room for improvement room, due to increased use of renewable energies in hydrogen production»



The background of the slide is a dark blue field filled with numerous translucent, glowing blue spheres and bubbles of various sizes. Some spheres are larger and more prominent, while others are smaller and more numerous, creating a sense of depth and movement. A horizontal teal bar is positioned across the middle of the slide, containing the text 'Landtransport'.

Landtransport

Definisjon av minimumskapasitet for fyllestasjoner

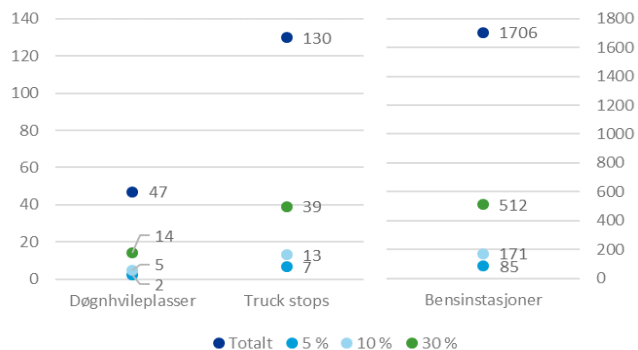
Definisjoner knyttet til geografi, energibehov, sektor og i tid, samt referanser fra andre studier

TILGJENGELIGHET I NORGE

Ulike referanser og kilder definerer at en minimum infrastruktur kan bestå av 5-7% av bensinstasjoner hvis det er høy befolkningstetthet og mange fyllestasjoner, f.eks. fra California i USA.

Noen kilder henviser også til at 10-30% av dagens fyllestasjoner bør ha alternative drivstoff som hydrogen for at markedet skal ta det i bruk. Dette gjelder spesielt land og geografi med lange avstander, lavere befolkningstetthet og færre stasjoner i forhold til kjørelengder. Definisjoner av minimumsbehov avhenger ikke bare av geografisk spredning, men også energibehovet som skal dekkes.

Beregninger for 5-30% for antall av norske fyllestasjoner og tungtransport infrastruktur er vist i figuren under.



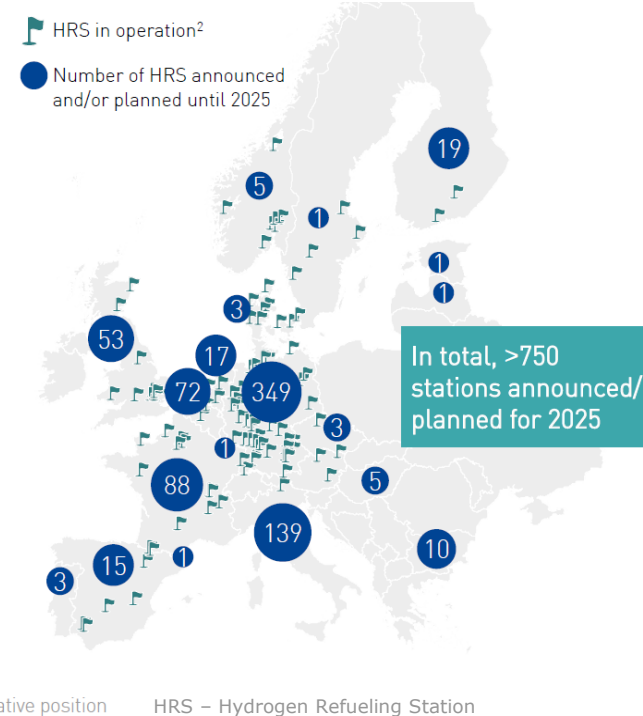
Av 130 truckanlegg betyr dette 7-39 truckanlegg, og av 1700 bensinstasjoner betyr dette mellom 85 og 512 stk. Statens Vegvesen har 47 døgnhvileplasser i nærheten av bensinstasjoner med truck-fylling og truckanlegg, hvor 10-30% betyr 2-14 stk.

MINIMUMSBEHOV ANDRE REFERANSER

I UK har planen vært de siste årene å etablere 65 fyllestasjoner, <1% av dagens infrastruktur, for å etablere et marked. Strategien har vært å ha flere klynger, med en god tetthet av fyllestasjoner. Planene har vært basert på at 330 stasjoner vil bidra til en 50% dekning, og 1150 stasjoner 100% dekning. Disse 1150 stasjonene er kun 14% av dagens fossile fyllestasjoner, men vil bety at 80% av befolkning og transportsektor vil ha en rimelig nærhet til minst to stasjoner.

Planene for Tyskland de siste årene, for å etablere et marked basert på ett minimumsbehov for infrastruktur, er å etablere 400 stasjoner, ca. 3% av dagens fyllestasjoner (14000 stk.). Planen innebærer også minst 10 fyllestasjoner i seks større byområder, og 40 stasjoner som forbinder byområdene i en første fase.

Current and planned HRS in Europe



Hydrogeninfrastruktur minimumskapasitet regionalt 2025

Landtransport

Tilsvarende 2% av transportkilometer for tungtransport

5.500

tonn per år til 1000 tyngre kjøretøy

16

tonn per dag

Lastebiler

400



> 7.5 t; < 12 t

50



> 12 t

50



Truck tractor



> 3.5 t; < 7.5 t

300

Varebiler



200

Busser



Tilsvarende

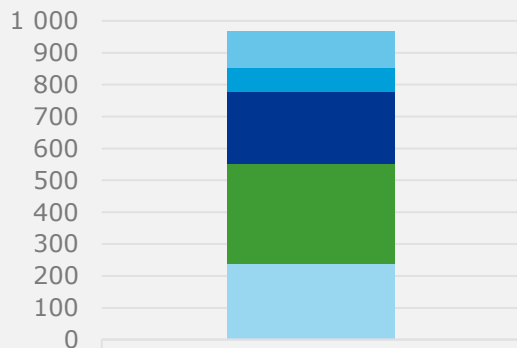
80.000

Personbiler

Investeringer

*uten tomtekostnader

960 mill.

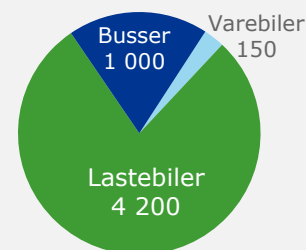


	Investerings-kostnader
Nettoppgradering	113
Prosjektkostnad	78
Distribuasjon	225
Fyllestasjon	311
Produksjon	240

Årlig hydrogen produksjon per kjøretøy-gruppe

Personbiler kan være en del av scenariet. 70.000-80.000 personbiler kan utnytte infrastrukturen, hvis ikke den utnyttes av en flåte for tungtransport. Et middels scenario kan være 500 lastebiler og 50.000 personbiler. Fyllestasjoner kan også levere til personbiler med egne dispensere.

tonn per år



10-15

Lokasjoner med produksjon og/eller fyllestasjon

4

produksjonsanlegg med 4 tonn/dag

15

fyllestasjoner

Produksjonsanlegg for å dekke 16 tonn/dag

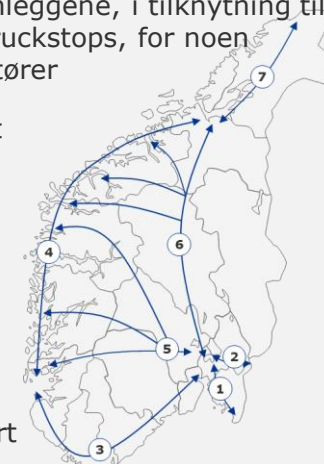
- 2 stk. som dekker Oslo/Viken for korridor 1 og 2, samt mot 3, og fire bussdepoter
- 1 stk. for Agder (Kristiansand/Stavanger) for korridor 3 og mot korridor 4
- 1 stk. for Vestland (Bergen/Ålesund) for korridor 4, eller nr. 6 mot Trondheim

Fyllestasjoner med tilkjørt kontainer

- 15 stk. fordelt i transportkorridorene 1-4 mellom produksjonsanleggene, i tilknytning til døgnhvileplasser og truckstops, for noen større distribusjonsaktører

- I Norge gjennomføres det 2200 mill. transportkilometer, trafikkarbeid, per år, i følge TØI.

- 2 % av dette, tilsvarende 1400 kjøretøy, eller 15 tonn per dag, 5500 tonn per år, med 12 (3-16) kg H₂ per 100 km som er forventet for tungtransport



Hydrogeninfrastruktur minimumskapasitet landtransport nasjonalt 2030

Tilsvarer ca. 5% av energibehovet til landtransport

50.000
tonn per år

130
tonn per dag



4.000

Laste-
biler



12.000

Varebiler



1.500

Busser



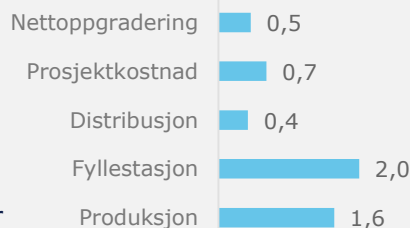
3.000

Personbiler

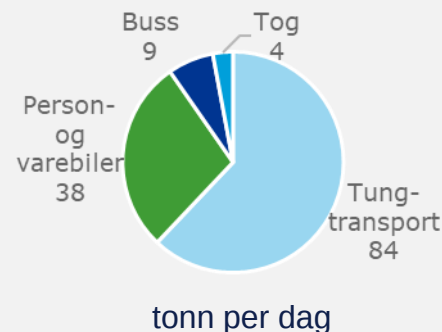
Investeringskostnader

5,1 mrd.

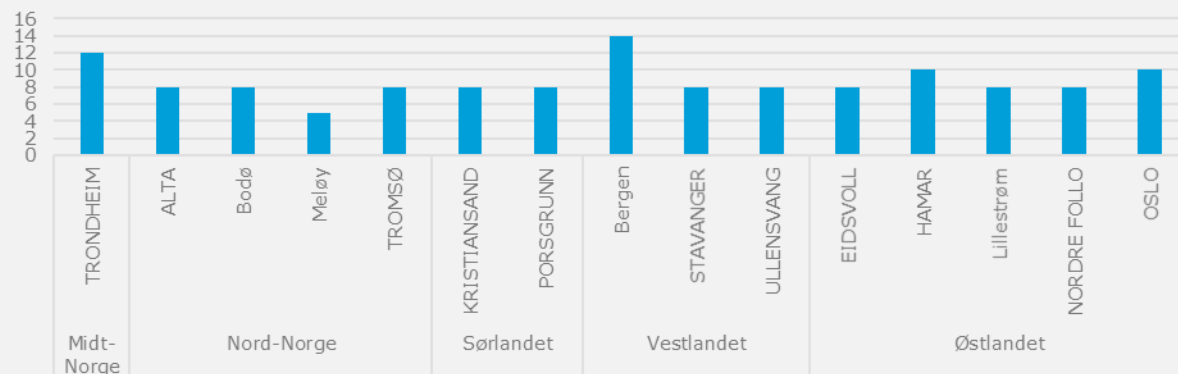
5,7 mrd.+300 mill. i produksjon for lange transport-strekninger i Nord-Norge, skala-effekter gir -15% og -900 mill.



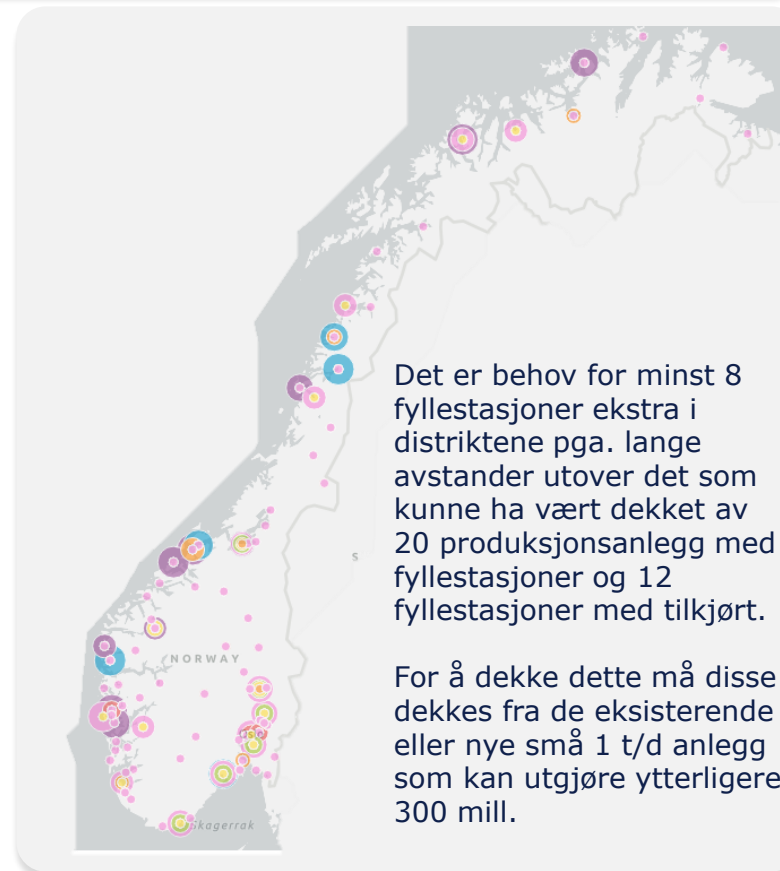
20
produksjons-
anlegg
med fyllestasjoner



Regional produksjonskapasitet for transport, tonn per dag



32-40
fyllestasjoner
med tilkjørte containere



Det er behov for minst 8 fyllestasjoner ekstra i distriktene pga. lange avstander utover det som kunne ha vært dekket av 20 produksjonsanlegg med fyllestasjoner og 12 fyllestasjoner med tilkjørt.

For å dekke dette må disse dekkes fra de eksisterende eller nye små 1 t/d anlegg som kan utgjøre ytterligere 300 mill.

Utfyllende informasjon om regionalt og nasjonalt scenario for landtransport

- Studien har tatt utgangspunkt i de nasjonale og strategisk viktige transportkorridorene definert i Nasjonal transportplan
- **For det regionale 2025 scenariet for Sør-Norge er det estimert et investeringsbehov på underkant av 1 mrd. for å etablere**
 - 4 produksjonsanlegg og 15 fyllestasjoner, for å dekke 16 tonn/dag
 - 2 stk. som dekker Oslo/Viken for korridor 1 og 2, samt mot 3
 - 1 stk. for Agder (Kristiansand/Stavanger) for korridor 3 og mot 4
 - 1 stk. for Vestland (Bergen/Ålesund) for korridor 4
 - 15 fyllestasjoner med tilkjørt kontainer fordelt i transportkorridorene mellom produksjonsanleggene, i tilknytning til døgnhvileplasser og truckstops
 - 1000 tyngre kjøretøy og varebiler fordelt på ulike kategorier er lagt til grunn. For referanse har Asko 600 lastebiler, og Posten har 900 lastebiler, hvorav ca. 400 biodiesel, 80 nye i 2020, og 10 fyllanlegg for biodiesel
 - 4 bussdepot med tilkjørt fylling for 50 busser per anlegg, som casene på Stubberud i Oslo eller Leira i Akershus som utvikles per i dag
 - Antatt 20-25 tankinger per anlegg per dag i snitt
- **For et 2030 nasjonalt scenario anbefales det å investere 5,1 mrd. for å etablere**
 - 20 produksjonsanlegg for å dekke 130 tonn/dag for landtransport
 - 12+8 fyllestasjoner med tilkjørt kontainer fordelt på alle transportkorridorer. De 8 er mindre i distrikter med lange veistrekninger, som også kan være mindre stasjoner med elektrolysekapasitet på 1 tonn/dag
- I Norge i dag, i følge TØI gjennomføres det 2200 mill. transportkilometer per år for tungtransport og varebiler, kalt trafikkarbeid. Det er forventet en økning på ca. 2% per år fram til 2030 og 2050.
 - 2 % av trafikkarbeidet for tungtransport, 1000 kjøretøy, tilsvarer 15-16 tonn per dag, eller 5000-6000 tonn per år, med antagelse om 12 kg hydrogen per 100 km i snitt som er forventet for tungtransport. Forbruk på 3,5-16 kg per 100 km for ulike kjøretøy er brukt i modelleringen.

De nasjonale transportkorridorene håndterer de viktigste lange transportene i Norge og er strategisk viktig for konkurransekraften til norsk næringsliv.

Transportkorridorer:

1. Oslo – Svinesund/Kornsjø
2. Oslo – Ørje/Magnor
3. Oslo – Grenland – Kristiansand – Stavanger
4. Stavanger – Bergen – Ålesund – Trondheim
5. Oslo – Bergen/Haugesund, med arm via Sogn til Florø
6. Oslo – Trondheim, med armer til Måløy, Ålesund og Kristiansund
7. Trondheim – Bodø, med armer til svenskegrensen
8. Bodø – Narvik – Tromsø – Kirkenes, med arm til Lofoten og armer til grensene mot Sverige, Finland og Russland



Kilde: Nasjonal Transportplan 2018-2029

Minimumskapasitet landtransport regionalt 2025

Av 42 t/d nasjonalt vil Oslo, Viken og Agder kunne ha 15 t/d, tilsvarende ca. 1000 kjøretøy

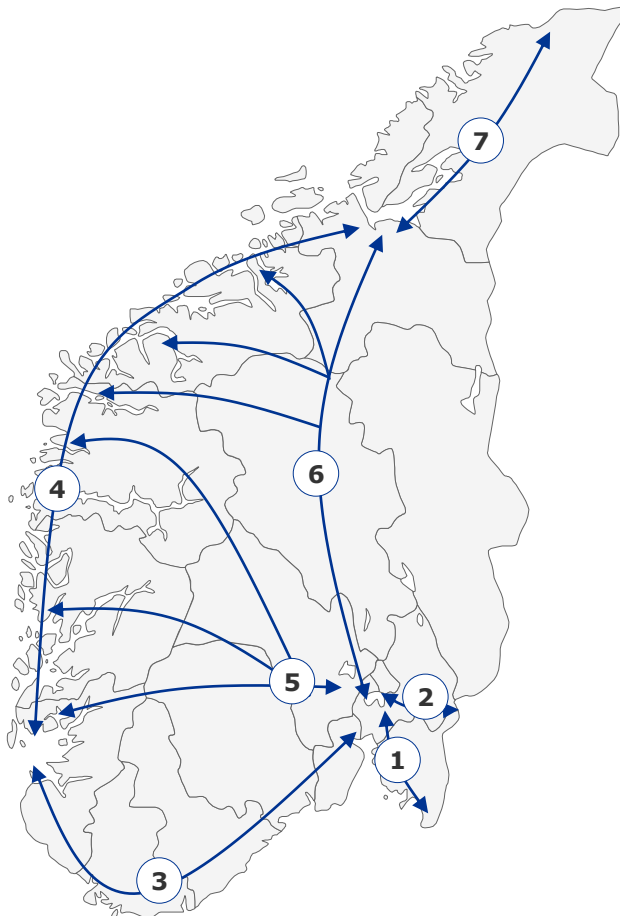
Metoder for å beregne nødvendig

produksjonskapasitet

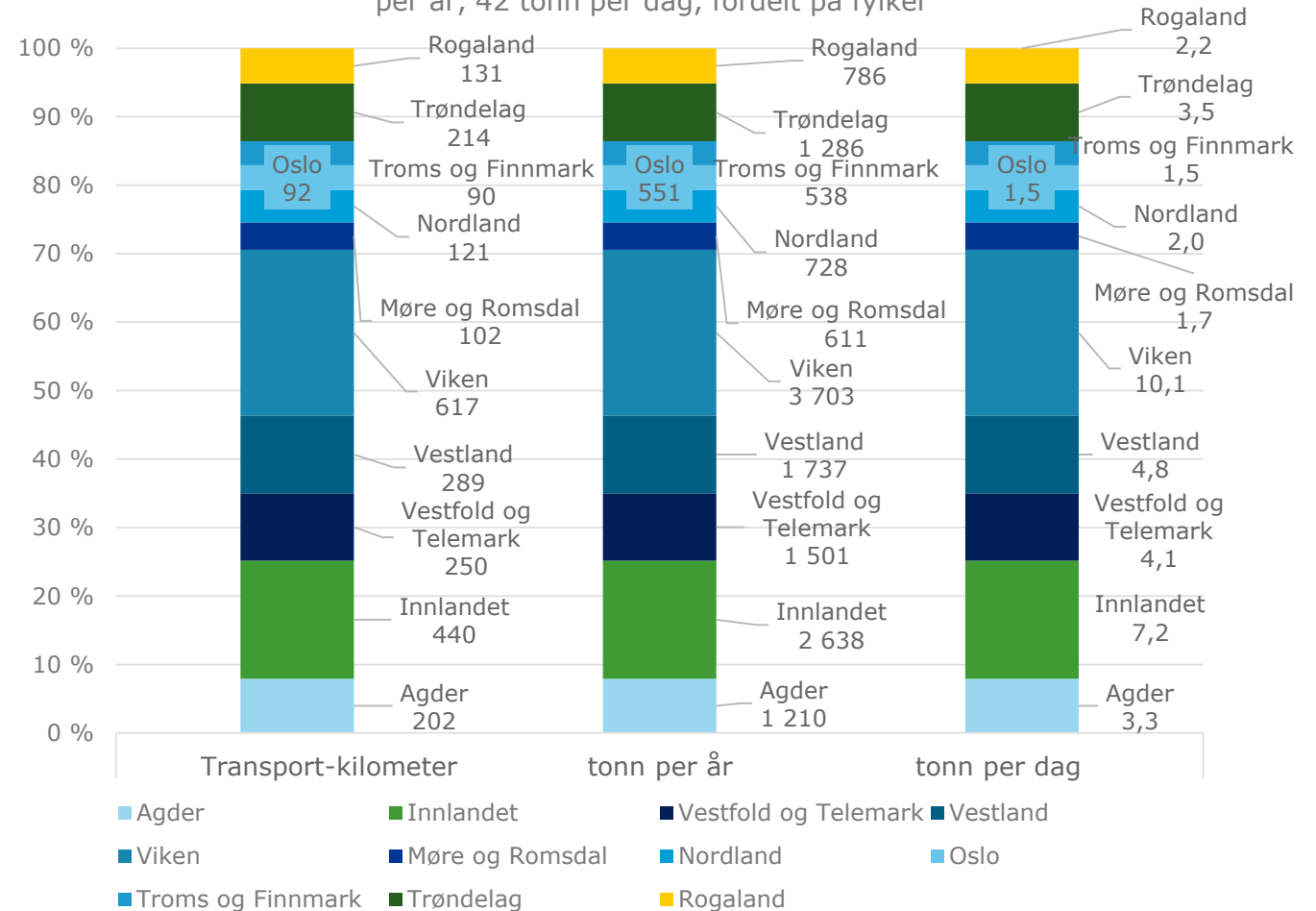
nasjonalt og regionalt, basert på sannsynlig behov fordelt på regioner

1. Transport-arbeid i fylker fra TØI, kilometer for gods og for persontrafikk i biler
2. Passeringer i transport-korridorer, fordelt på ulike kjøretøy fra Statens Vegvesen
3. Antall kjøretøy nasjonalt, som fordeles per befolkning, godstransport per fylke og antall veier, fra SSB

Disse metodene komplementerer og utfyller hverandre, og sikrer en kalibrering av modelleringsresultater.



Transportarbeid i millioner kilometer i 2025 for tungtransport, og beregnet hydrogenbehov ut i fra 2% av kilometer dekket, tilsvarende 15000 tonn per år, 42 tonn per dag, fordelt på fylker

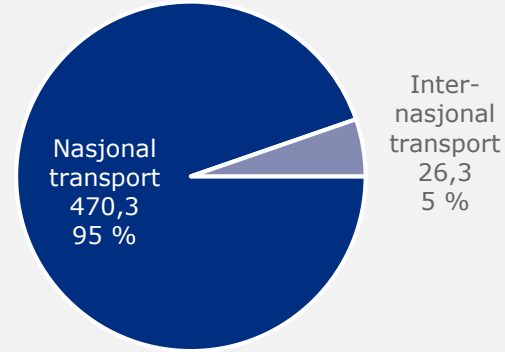


Nøkkeltall for transport i Norge

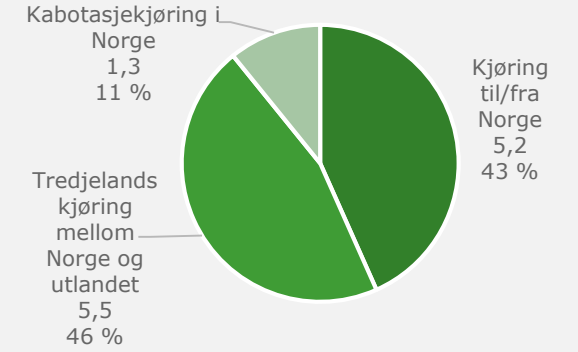
Antall hydrogenkjøretøy registrert per 1.1.2020 er 145 personbiler, 5 bybusser, 1 varebil, og 1 lastebil. Resultatmargin for de 100 største transportselskapene er 2,4 %. Transport og lagringssektoren omsetter for 400 mrd. i året i Norge. De største leverandørene, med 97% av markedet for lastebiler i Norge, Volvo, Scania, Mercedes-Benz, MAN og Renault.

Noen store aktører innen tung- og kollektivtransport er ASKO med 600 lastebiler ulike størrelse, som har 10 sentrallagre og samlastingsterminal i hele landet. Posten har 900 lastebiler, 400 biodiesel, 80 nye i 2020, og 10 fyllanlegg biodiesel. PostNord har 1200 vare- og lastebiler, 24 terminaler. Ruter har med operatører 450 bybusser, 1300 regionbusser, 5 hydrogenbusser, >90 mill. rutekilometer per år av 330 mill. rutekilometer nasjonal for kollektiv busstransport, og kjøper i tillegg taxi og minibuss-tjenester for 250 mill. per år

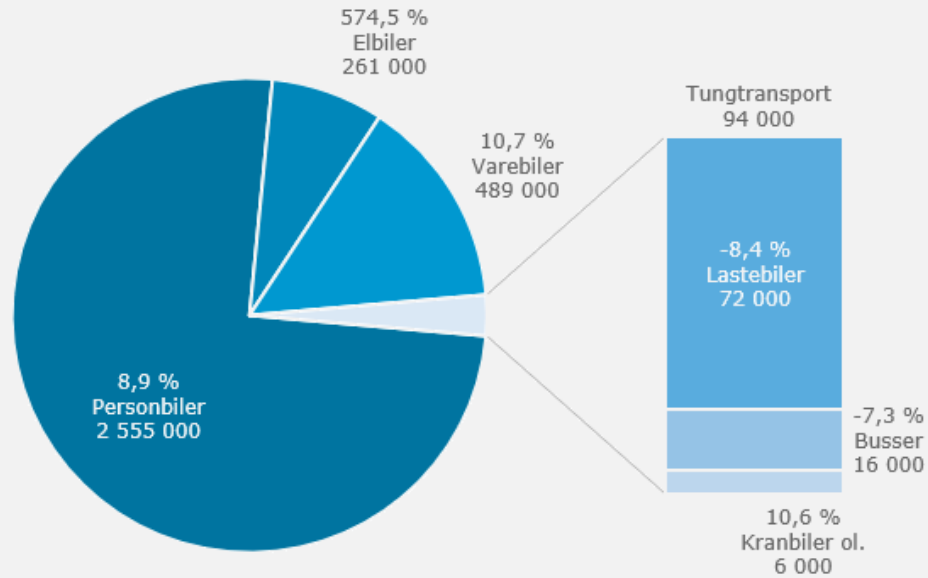
Godstransport med lastebil, mill. km



Godstransport over grensen (mill.tonn)



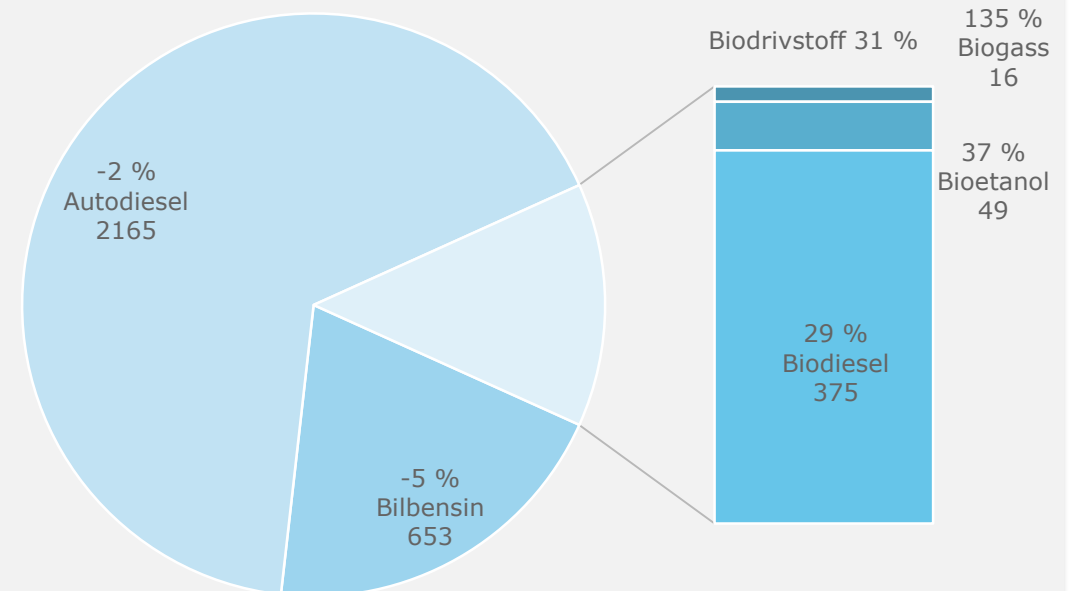
Kjøretøypark i Norge
Endring siste 5 år (%) og antall kjøretøy avrundet



Informasjon om dataene over: Personbiler omfatter også ambulanser, kombinerte biler og bobiler. Elbiler-kategorien er samme kategori som personbiler. Tallene er uten motorsykler, traktorer, mopeder, tilhengere etc.

Kilde: SSB

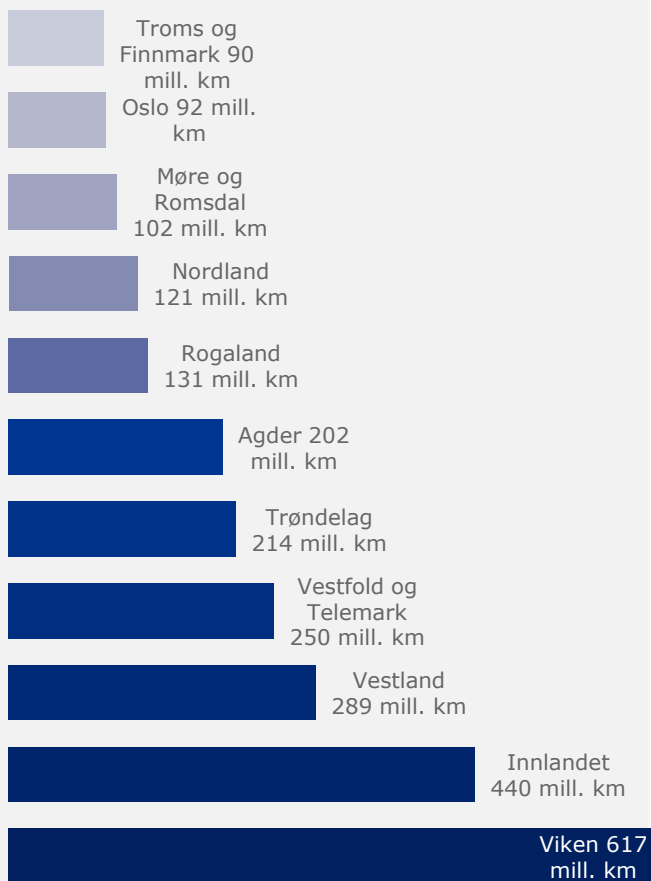
Forbruk av drivstoff i 2019
Endring siste 5 år (%), mill. liter



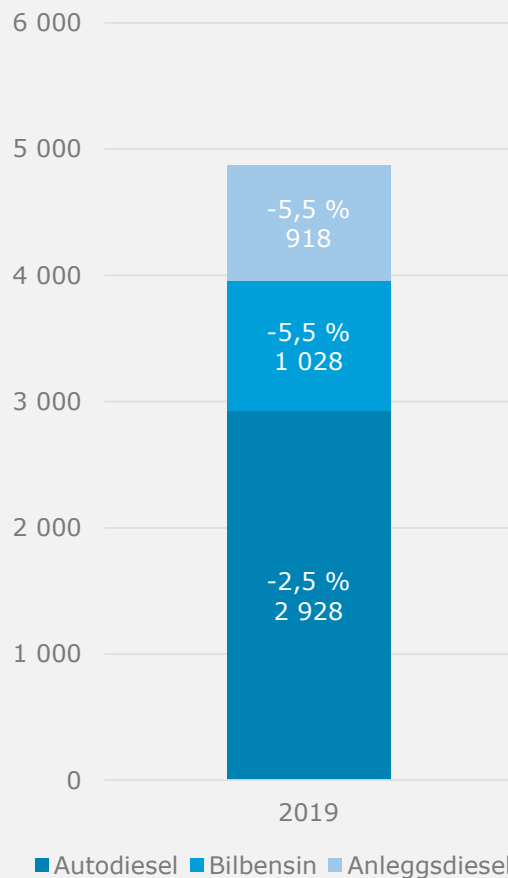
Bakgrunnsinformasjon om godstransport og infrastruktur for fylling av diesel og bensin i Norge

Trafikkarbeid per fylke for vare- og godstransport på vei

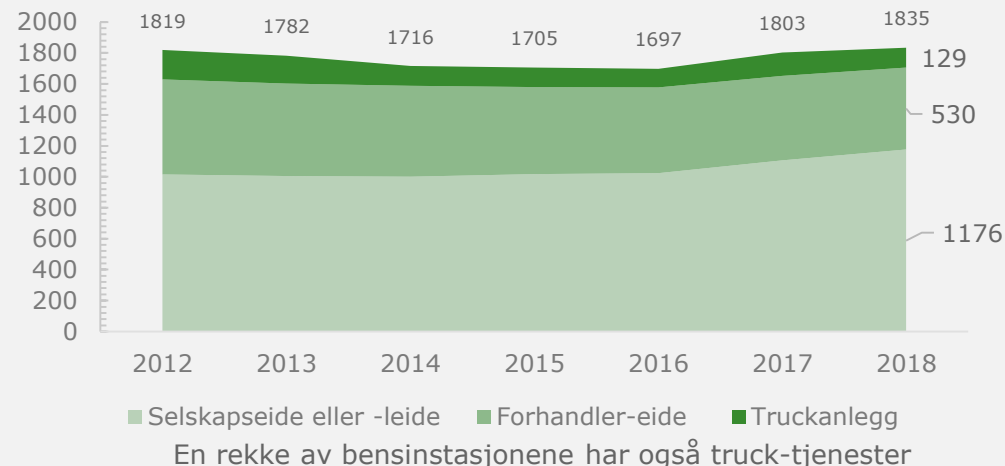
I 2020: 2282 millioner km



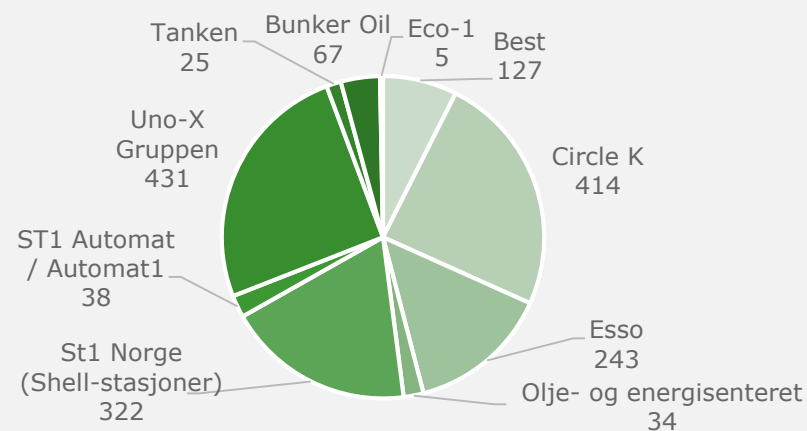
Salg av petroleumsprodukt, mill liter og endring fra 2019 til 2020



Antall bensinstasjoner i Norge



Bensinstasjoner pr. selskap, per 31.12.2018



The background of the slide is a dark blue field filled with numerous translucent, glowing blue spheres and bubbles of various sizes. Some spheres are in sharp focus, showing internal details and bright highlights, while others are blurred in the background, creating a sense of depth and movement. A solid blue horizontal bar is positioned across the middle of the image, containing the title text.

Lokalisering av produksjon og fyllestasjoner

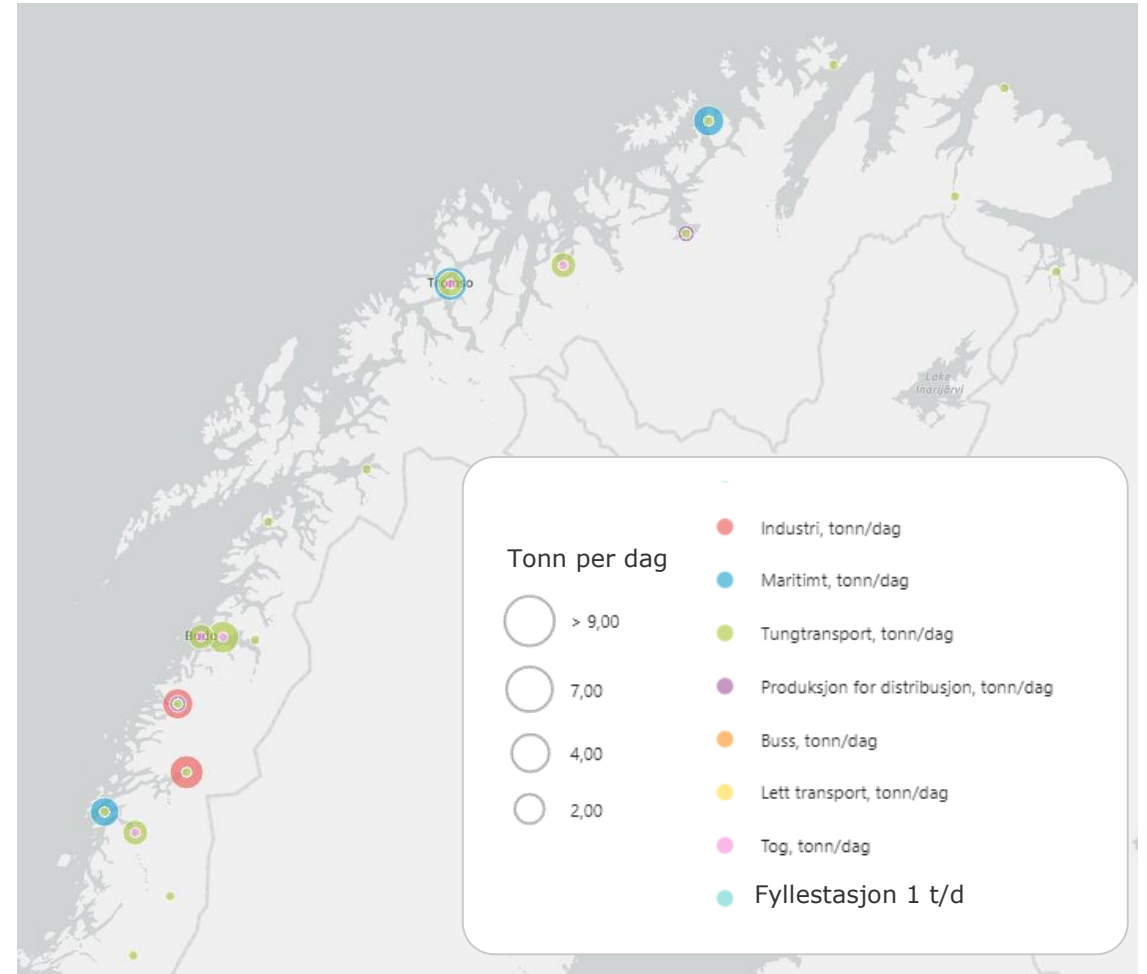
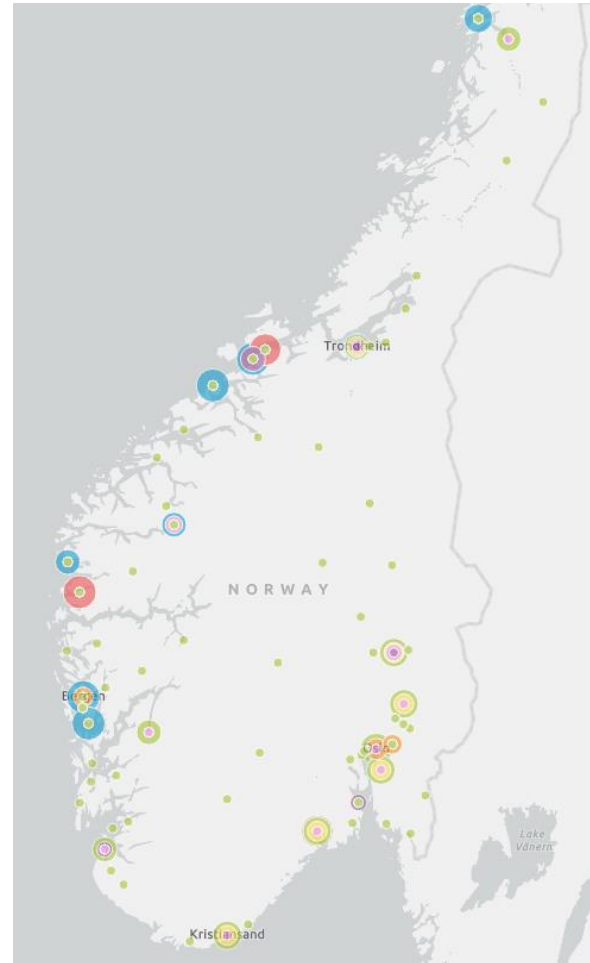
Samlokaliseringsstudie

for fyllestasjoner og produksjon for landtransport med industri og maritimt

Lokaliseringsstudien har tatt utgangspunkt i et anlegg i hvert fylke, på minimum 8 tonn per dag. Flere anlegg har 2-4 tonn per dag utkjøring med kontainer til andre fyllestasjoner.

Sirkler med flere farger viser flere behov som er samlokalisert.

Korridorstasjoner, angitt som små prikker, er flere enn angitt i minimumskapasitet og er mulige lokasjoner ved en større utrulling.



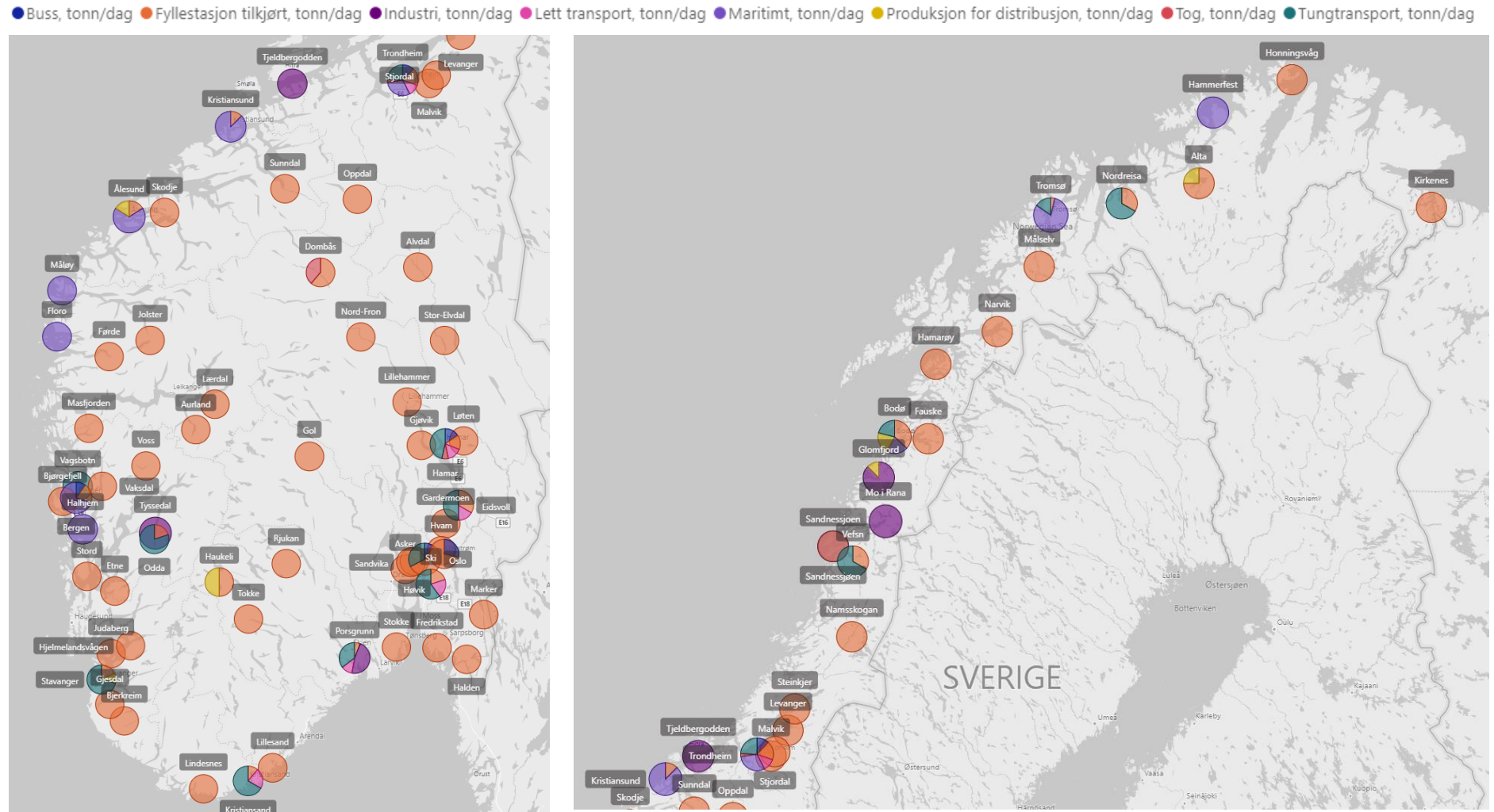
Samlokalisering av produksjon for maritimt og landtransport

Kakediagram med flere farger viser flere ulike behov i samme by/kommune

- Prioriterte lokasjoner for en nasjonal minimumskapasitet for infrastruktur mot 2030

1. Bergen
2. Kristiansand
3. Bodø
4. Stavanger
5. Tromsø
6. Trondheim
7. Odda/Tyssedal
8. Hamar/Eidsvoll
8. Kristiansund
9. Ålesund
10. Oslo / Oslo Havn
11. Herøya/Porsgrunn
12. Mo i Rana
13. Hammerfest

- De fleste av disse prioriterte lokasjonene har behov for to eller flere sektorer, angitt som kakediagram. De rød-oransje sirkelene er ikke alle med i minimumskapasitet-scenariene.



The background of the slide is a dark blue field filled with numerous translucent, glowing blue spheres and bubbles of various sizes. Some spheres are larger and more prominent, while others are smaller and more numerous, creating a sense of depth and movement. A horizontal teal bar is positioned across the middle of the image, containing the word 'Maritim' in white text.

Maritim

Hydrogeninfrastruktur minimumskapasitet

Maritim sektor

Med antagelsen om at all hydrogenproduksjon skjer via elektrolyse. Kostnadstall for flytendegjøring er ikke inkludert pga. få datapunkter.

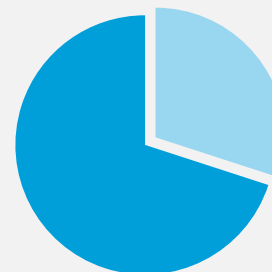
41.000

tonn per år

110

tonn per dag

Hydrogenbehovet for maritim antas fordelt mellom komprimert hydrogen, flytende hydrogen, og ammoniakk



28 tonn per dag komprimert H₂

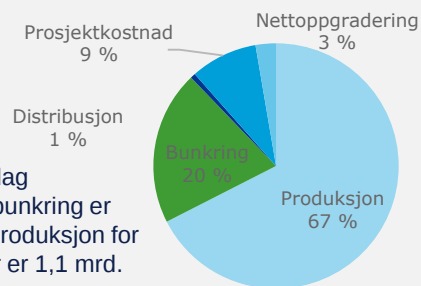
82 tonn per dag flytende H₂ eller ammoniakk

Investeringskostnader

Med antagelsen om at all hydrogenproduksjon skjer via elektrolyse. Uten kostnad for flytendegjøringsanlegg og ammoniakkproduksjon.

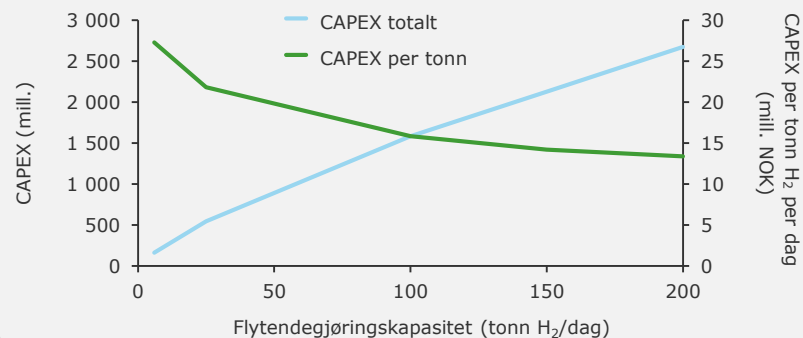
2,2 mrd.

Kostnaden for 28 tonn per dag komprimert hydrogen med bunkring er estimert til 1,1 mrd., mens produksjon for LH₂/NH₃ med elektrolysører er 1,1 mrd.

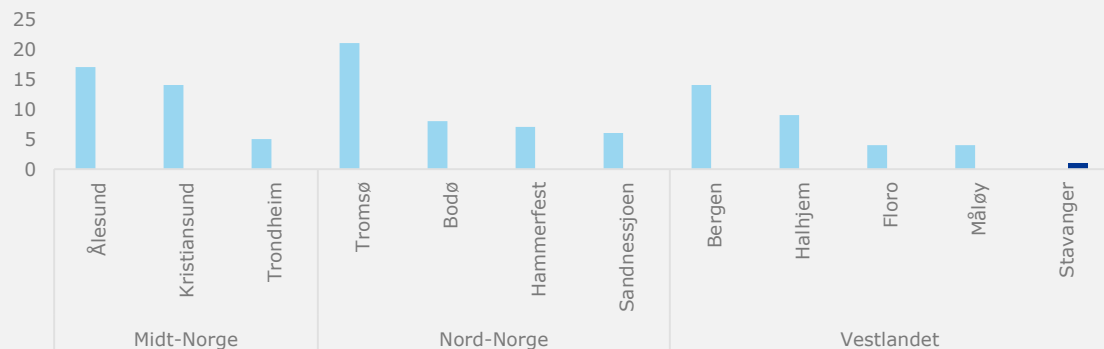


Ekstrakostnad for flytendegjøring per kapasitet

Uten ekstrakostnad knyttet til økt energibehov (10-12 kWh per kg H₂)

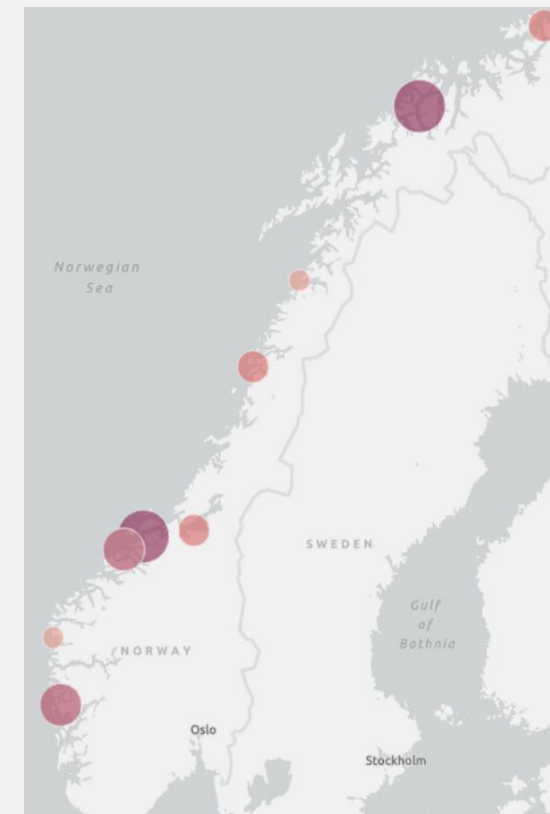
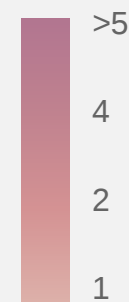


Minimumsbehov for havner, tonn per dag



12
havner med
produksjonsanlegg

Minimums- kapasitet, tonn per dag



Metode og antagelser

Hydrogen for maritim sektor

For maritim sektor har vi antatt at bunkringsanlegg for hydrogen må være tilstrekkelig distribuert langs kysten for at etterspørselen etter hydrogen skal bli markedsdrevet, og dermed utgjøre et minimumsbehov. Med «tilstrekkelig» ser vi her på de 10 største havnene i Norge, i tillegg til et par lokasjoner der det er planer om drift av hydrogen skip innen få år. Hydrogenbehovet per havn baseres på hvilke skipstyper (og hvor mange av her) som bunkrer jevnlig i havnen, og som antas å kunne ta i bruk hydrogen. Vi benytter her en annen fremgangsmåte enn det som har blitt gjort på landtransport, og hydrogenbehovet per havn er et anslag på hva som kan la seg realisere mot 2030 om man bygger ut bunkringsanlegg langs hele kysten.

Teoretisk hydrogenpotensiale for skip beregnes basert på bunkringsdata

- Alle skip som opererer 80% av tiden i NØS, og som har minst halvparten av årlig antall havneløp i en eller fler av de 10 største havnene (sortert etter drivstoff av alle skip som benytter havnen), er antatt å være gunstige for hydrogendrift.
- Vi inkluderer også fire fergesamband og Kystruten.
 - De fire fergesambandene er: 1) Hjelmeland-Skipavik-Nesvik, 2) Finnøy, 3) Halhjem-Sandvikvåg og 4) Bodø-Værøy-Røst-Moskenes. Norled har allerede planer om hydrogendrift på både Finnøy- og Hjelmeland-Nesvik-sambandet.

Hydrogenbehovet beregnes basert på drivstofforbruk, og skaleres etter behov

- Hydrogenbehovet til et skip i en havn er beregnet basert på drivstofforbruk i 2017, og er proporsjonalt med antall havneanløp dette skipet har i havnen.
- For et minimumsbehov er hydrogenbehovet per skipssegment skalert ned basert på følgende betraktninger:
 - Hvis hydrogen (ammoniakk) blir benyttet, vil det være mest aktuelt der det offentlige kan stille krav. Dette gjelder først og fremst passasjerskip (ferger på de utvalgte sambandene, Kystruten i neste kontrakt etter 2032, og hurtigbåter)
 - Deretter i segmenter der det er konsesjoner, hvor det vurderes å stille krav, der både offshore og havbruk (skipskategorien «Service/andre») har vært nevnt.
 - Av lasteskip er det mindre aktuelt, men her kan det være innkjøpere/lasteiere med pågangsmot og ønske om branding som potensielt kan være kjøpere. Vi har uansett ikke så mange lasteskip som aktuelle kandidater i denne havneanalysen (pga. de benytter mange ulike havner). Det eksisterer også ENOVA-støtte til hydrogenlasteskipprosjekter.
 - Det vil innenfor kort og middels lang tidshorison være mest aktuelt med hydrogen i kombinasjon med andre energibærere på ett og samme skip, både av økonomiske grunner og fordi man må ha redundans til å gå på noe annet når hydrogen ikke kan leveres (jfr. krav for ferger: Hjelmeland-Nesvik har for eksempel krav om 50 % H₂, mens for Vestfjorden vil andelen kanskje bli større). Dette kan vi generalisere til å gjelde alle hydrogen skip.
- Basert på ovennevnte, har vi derfor **estimert hydrogenbehovet til å være 50% av energibehovet for alle skipssegmenter, med unntak av hurtigbåter**. Forbruket vil kunne forventes å benyttes i utvalgte båter og skip. For hurtigbåter har vi antatt hydrogendrift på båter med distanser over 10 nautiske mil, resten vil trolig gå på batterielektrisk.

Hydrogen for maritim sektor

Lokasjoner og minimumskapasitet av infrastruktur for bunkring

Hydrogenetterspørselen for maritim sektor er basert på data om havneforløp og drivstofforbruk per skipssegment, som så justeres basert på et par betraktninger – se foregående slide for fremgangsmåte.

- Totalt ender vi på **~120 fartøy** (utenom ferger og Kystruten), noe som tilsvarer rundt 15% av det totale drivstofforbruket.
 - 30 fiskebåter; 10 offshore; 50 hurtigbåter; 3 lasteskip; 4 stykkgoods; 15 service/andre
- Med bakgrunn i et stort behov per havn, og at havnene er distribuert jevnt over kysten, antar vi at ingen bunkring er tilkjørt med unntak av enkelte ferger.
 - Vi identifiserer **12 havner med hydrogenproduksjon** for et minimumsbehov.
 - H₂-behov til Finnøy- og Hjelmeland-Nesvik-sambandet antas tilkjørt fra Stavanger.

Hydrogenbehovet for maritim antas fordelt mellom komprimert og flytende hydrogen, og ammoniakk.

- Det er antatt at skip med hydrogenbehov mindre enn ca. 1000 kg H₂ per dag vil kunne gå på komprimert hydrogen. Dette gjelder hurtigbåter og enkelte bilferger. Resten vil antagelig gå på flytende hydrogen eller ammoniakk.
 - **Dette innebærer et daglig behov på 28 tonn komprimert H₂, og 82 tonn flytende H₂ eller H₂ til ammoniakk.**
- Vi har i denne studien valgt å ikke skille mellom flytende hydrogen og ammoniakk. Legger man resultatene fra Ocean Hyway Cluster sitt HyInfra-prosjekt til grunn, kan man derimot si noe generelt om fordelingen:
 - Flytende hydrogen antas aktuelt på passasjerskip med hydrogenbehov over 1000 kg H₂ per dag. Dette gjelder et antall bilferger, samt Kystruten. HyInfra antar et behov på 3000 tonn per år (8 tonn per dag) for bilfergene, og 4-20 000 tonn per år (11-55 tonn per dag) for Kystruten etter 2032.
 - Ammoniakk vil potensielt være foretrukket på alle skip uten passasjerer. I HyInfra-rapporten så de kun på offshore-segmentet, der ammoniakkbehovet ble estimert til 0,5 – 1,3 millioner tonn per år (1400 – 3561 tonn per dag).
- **Det er viktig å merke seg** at det er knyttet stor usikkerhet til hvorvidt de identifiserte havnene med behov for flytende hydrogen og/eller ammoniakk vil ha produksjon lokalt slik som antatt, eller om de vil få drivstoff tilkjørt fra store anlegg. Det er for eksempel store skalafordeler i flytendegjøring av hydrogen. Slike storskala anlegg vil derfor kunne dekke mye av etterspørselen for maritim sektor, men dette er ikke undersøkt videre i denne delen av studien.

Totalt hydrogenbehov for maritim sektor: per skipssegment og havn

Skipssegment	Årlig hydrogenbehov (tonn H ₂ /år)	Daglig hydrogenbehov (tonn H ₂ /dag)	Komprimert (tonn H ₂ /dag)	Flytende eller ammoniakk (tonn H ₂ /dag)
Kystruten	12000	33	-	33
Hurtigbåt	8000	22	22	-
Fiske	7000	19	-	19
Offshore	5100	14	-	14
Bilferger	4700	13	6	6
Service/andre	2000	5	-	5
Lasteskip	1000	3	-	3
Stykkgoods	600	2	-	2

Havn	Årlig produksjonskapasitet (tonn H ₂ /år)	Daglig produksjonskapasitet (tonn H ₂ /dag)	Komprimert (tonn H ₂ /dag)	Flytende eller ammoniakk (tonn H ₂ /dag)
Tromsø	7600	21	6	15
Ålesund	6300	17	5	12
Bergen	5100	14	4	10
Kristiansund	5100	14	4	10
Halhjem	3400	9	0	9
Bodø	2900	8	1	7
Hammerfest	2600	7	2	5
Sandessjøen	2000	6	2	4
Trondheim	2000	5	1	4
Måløy	1600	4	1	3
Florø	1500	4	1	3
Stavanger	300	1	0	1
Totalt	41 000	110	28	82

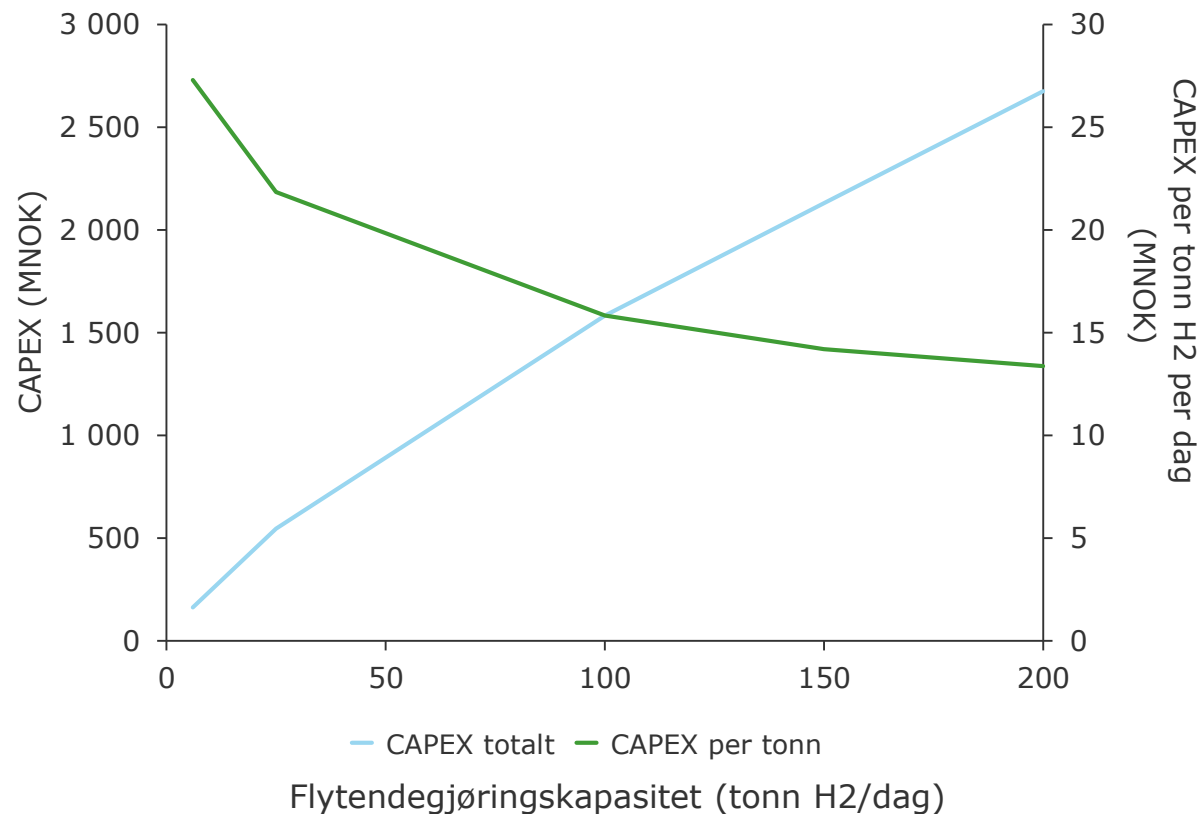
Kostnad for flytendegjøringsanlegg, primært for maritim sektor

Bakgrunnsinformasjon og overordnede betraktninger for investeringskostnader

- Figuren til høyre er tatt fra en studie gjort av Energidepartementet i USA, og viser investeringskostnad for flytendegjøringsanlegg, både totalt og per kapasitet. Som figuren viser er den spesifikke kostnaden per tonn veldig høy for lave volumer, typisk det dobbelte av produksjonskostnaden fra elektrolysører for volumer under 40 tonn per dag.
 - Storskala anlegg for flytendegjøring (volumer over 100 tonn per dag) vil ha betydelige skalafordeler, og det er fornuftig å anta at slike anlegg vil stå for mesteparten av behovet for LH2 i Norge.
- Et flytendegjøringsanlegg på 100 tonn per dag vil ha en investeringskostnad på rundt 1,5 mrd., noe som tilsvarer en **ekstrakostnad på 41 kr per kg hydrogen** (total investering fordelt på årlig produksjon av hydrogen).
 - Elektrolysører har til sammenligning en investeringskostnad på 30-40 kr per kg kapasitet for et år.
 - Her har vi ikke tatt hensyn til kostnad for nettoppgradering. Et flytendegjøringsanlegg har et effektbehov på rundt 0,4 – 0,5 MW per tonn H2. Til sammenligning har en elektrolyser et effektbehov på rundt 2,2 MW per tonn hydrogen

Ekstrakostnad for flytendegjøring per kapasitet

Uten ekstrakostnad knyttet til økt energibehov (10-12 kWh per kg H2)



Kilde: Department of Energy Hydrogen and Fuel Cells Program Record, Current Status of Hydrogen Liquefaction Costs, 2019.

The background of the slide is a dark blue field filled with numerous translucent, glowing blue spheres and bubbles of various sizes. Some spheres are larger and more prominent, while others are smaller and more numerous, creating a sense of depth and movement. The lighting is soft, giving the bubbles a shimmering, ethereal quality.

Ringvirkninger - nettoppgradering

Produksjonskapasitet og investeringer for hydrogeninfrastruktur i Norge

Konsekvenser og kostnader for kraftnettet

NETTANALYSER OG KOSTNADER

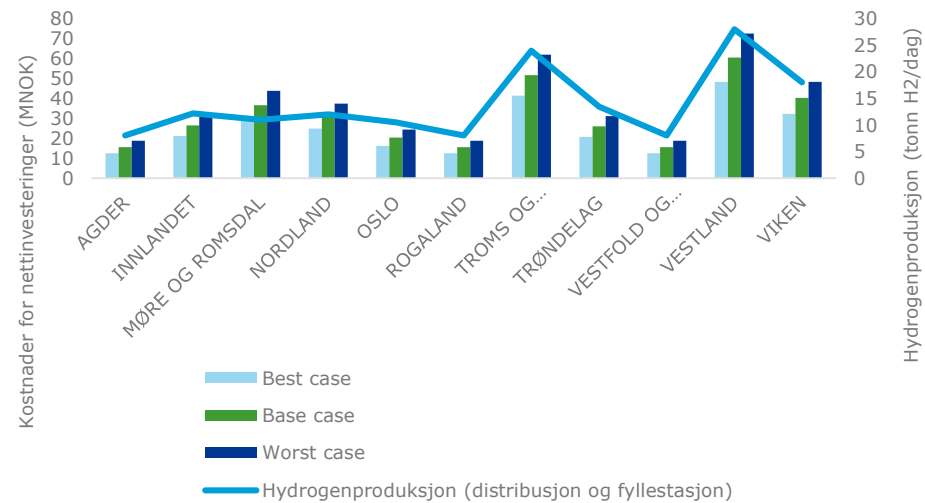
I våre beregninger for nettinvesteringer er antagelsene at det er stort sett sentral hydrogenproduksjon i tilknytning til hovedakser for transport, havner og industri. Kostnadene vil være i et lavere sjikt med en slik utbygging.

Konsekvensene for nettet vil være minimale med et effektuttak på 100-300 MW, dvs. produksjonskapasitet på opptil 130 tonn per dag. Oppgraderingskostnadene for disse volumene er forventet å ligge mellom 200-400 MNOK. Dette er lave kostnader i forhold til det store bildet for infrastrukturinvesteringer. Disse kostnadene kan i mange tilfeller unngås med en riktig geografisk plassering og smarte elektrolysører med bufferkapasitet.

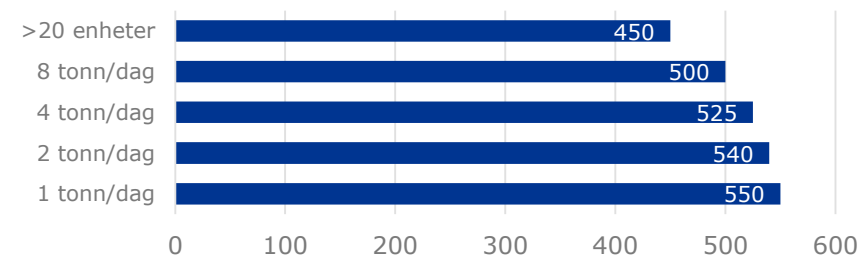
Kostnadene for nettoppgradering er derimot meget lokasjonsavhengig, og kan variere mellom 1 og 5,5 MNOK/MW, innenfor korte avstander (1-10 km). Det er knyttet en risiko til at kapasitet ikke lenger er tilgjengelig ved utbygging, pga. annet utbygging, og at kostnadene kan øke vesentlig.

Ytterligere bufferkapasitet for å lagre hydrogen kan bidra til fleksibilitet og redusere driftskostnader knyttet til tariffer. Kostnadene for lagring i ståltanker er 2500 NOK/kg, og for karbonfiber 5000 NOK/kg*. Tariffer for høyspent effekt er på typisk 20-130 kr/kW/mnd., med de høyeste i vintermånedene, og kan ligge på 50 kr/kW/mnd. i gjennomsnitt forutsatt samme effektuttak hele året. Å investere i ekstra bufferkapasitet for å spare driftskostnader ser ikke ut til å være lønnsomt. Hvis timesbaserte effekttariffer i nettet blir videreført eller gjeninnført vil det sannsynligvis være større rom for å utvide bufferkapasitet for systemfleksibilitet og å spare kostnader knyttet til effekttariffer.

Kostnad for investeringer i strømnettet (MNOK): landtransport



*Bufferlagring Hexagon, €/kgH2



Konsekvenser og fordeler med hydrogen-produksjon fra et nettperspektiv

1. Samlokalisering med kraftproduksjon

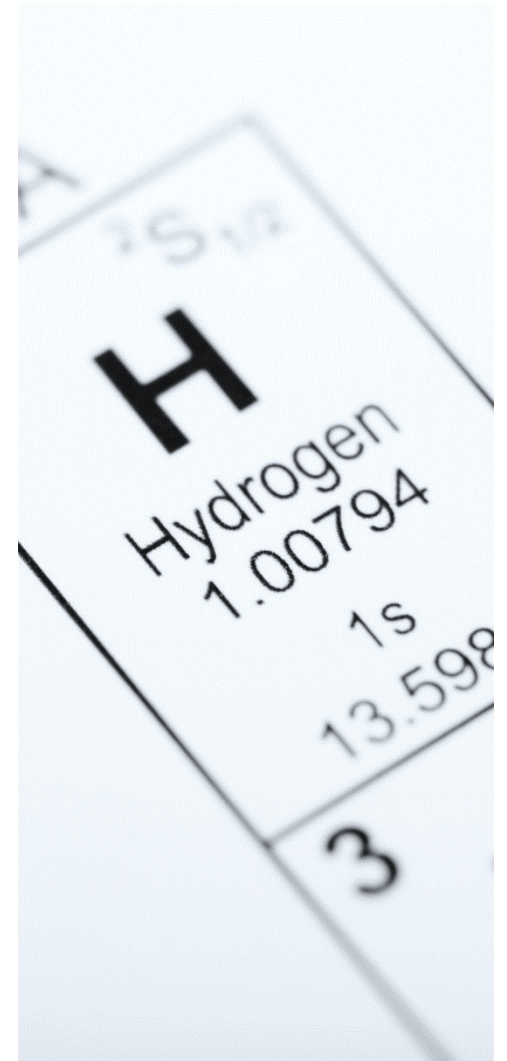
- Elektrolysører kan hente strøm fra nettet eller være koblet direkte til et nærliggende kraftverk. Dersom hydrogenproduksjonen henter strøm fra nettet vil det medføre kostnader for tilkobling og nettleie. Alternativt, kan hydrogenproduksjonen drives direkte av et nærliggende kraftverk. I så fall kan nettleie og tilkoblingskostnader unngås.
- Hvilken løsning som lønner seg kommer an på produksjonsprofil i kraftverket over året, behovet for stabil hydrogenproduksjon, kostnad for nettilknytning og nettleie.
- Dersom et elektrolyseanlegg kobler seg til et regulerbart kraftverk med jevn produksjon over året, kan også hydrogenproduksjonen foregå jevnt over året. Om samlokaliseringen derimot er med et uregulerbart kraftverk, må hydrogenproduksjonen enten variere i takt med kraftproduksjonen eller det må legges til rette for lagring av hydrogen produsert i perioder med høy kraftproduksjon. Ved behov for jevn hydrogenproduksjon vil avveiningen da være mellom kostnader knyttet til lagring av hydrogen kontra pris på nettilkobling og -leie.
- Fordi lagringsfasiliteter for hydrogen er kostbare vil det i mange tilfeller være billigere å være koblet til nettet enn å være samlokalisert med uregulerbare kraftverk. Det er forutsatt et behov for stabile leveranser av hydrogen.

2. Lager- og bufferkapasitet for å etablere en fleksibilitet

- Buffertanken i anlegget, og et lavere effektuttak i perioder i forhold til det enkelte anlegg sin avtale med kraftleverandøren og netteier kan bidra positivt til driftskostnader knyttet til energi og effekt-uttak.
- Investeringskostnader i lagret må økes ytterligere for å kunne spare driftskostnader. Vi ser ikke at det lønner seg med å investere i ytterligere fleksibilitet, da bufferlagring er meget kostbart og tariffene er relativt sett lave. Tariffkostnadene for en 20 MW elektrolyser ligger typisk på 2-3 mill. nok i måneden vinterstid med 100-130 kr/kW/mnd. Til sammenligning ligger buffertank-kostnader på 2500 kr/kg for ståltanker, og 4500-5000 kroner per kilo for kompositt. For stål tilsvarer dette en investering på ca. 2,5 MNOK for lagring av 1 tonn fra 3 timer med produksjon i et 8 t/d anlegg.
- Det er ikke lenger tariff for utkobling per time, i følge NVE, men hvis effekt-tariffene fra tidligere hadde vært benyttet kunne det vært mulig å redusere kostnadene ved å spille på bufferkapasitet i anlegget. Nye effekt-tariff-regimer kan bidra til at nye muligheter innen effektstyring for buffertanker kan realiseres

3. Produksjon i tilknytning til variabel og innestengt kraft, f.eks. Nord-Norge

- Nettkostnaden blir meget høy for transmisjon ut av området, så alternativkostnaden for hydrogenproduksjon kan bli konkurransedyktig, spesielt for høye topper av kraftproduksjon



Kostnader knyttet til investeringer i strømmettet varierer mellom 210 og 320 MNOK

For minimumsbehov av infrastruktur til landtransport

Best case

-20%

210 MNOK

Base case

260 MNOK

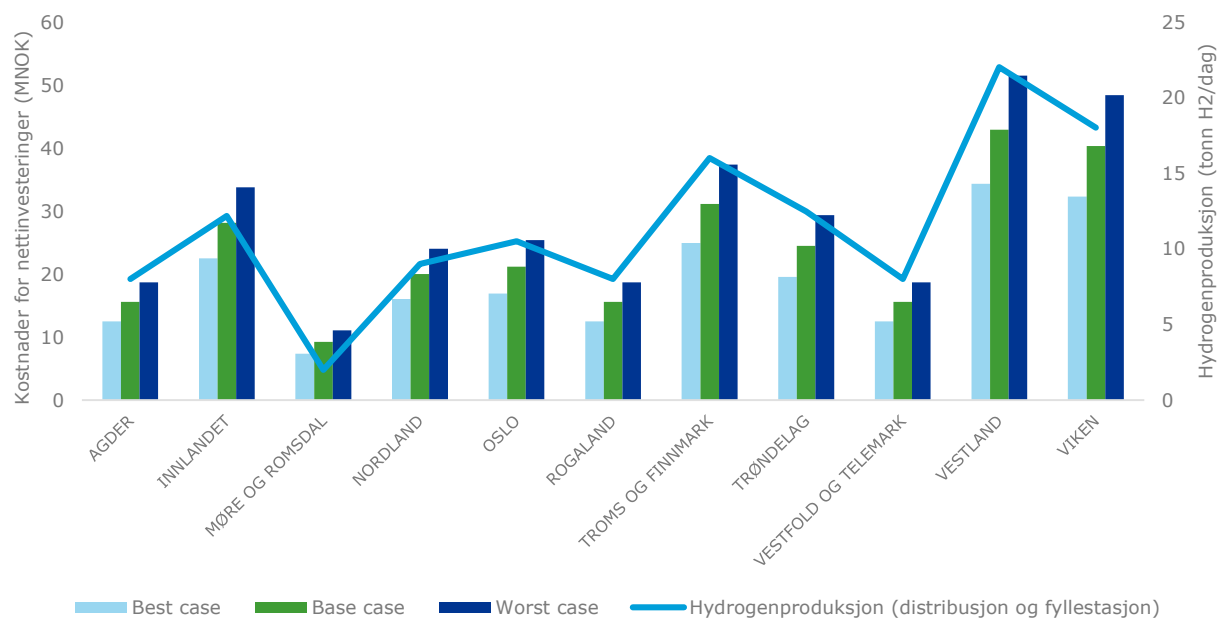
Worst case

+20%

320 MNOK

Kostnad for investeringer i strømmettet (MNOK): landtransport

Per fylke



Kapasitetsbehov og kostnad for investering i nettet (base case)

Per lokasjon - landtransport

Nettinvestering (MNOK)

> 25,00

20,00

15,00

10,00

5,00

Produksjon (tonn H2/dag)

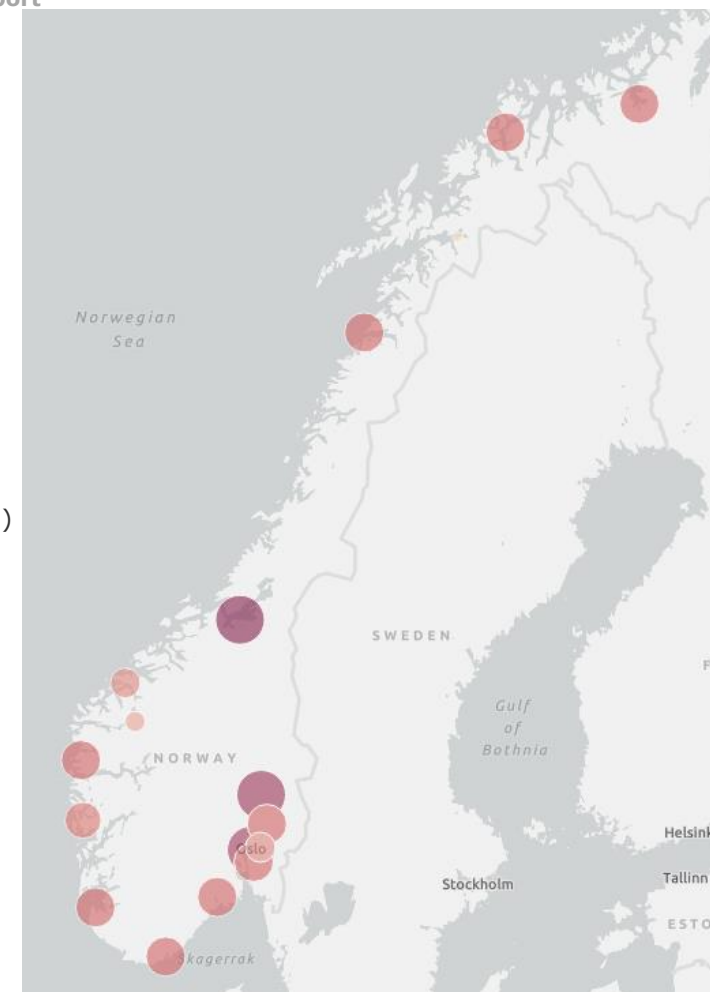
> 10,80

8,50

6,00

3,00

< 1,00



Med maritimt behov øker kostnaden for nettinvesteringer med 60 til 90 MNOK *

For minimumsbehov av infrastruktur til all transport (landtransport og maritim)

Best case

-20%

270 MNOK

Base case

340 MNOK

Worst case

+20%

410 MNOK

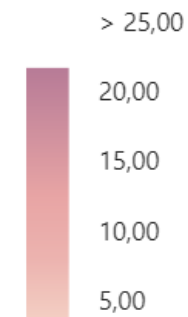
Kostnad for investeringer i strømmettet (MNOK): all transport
Per fylke



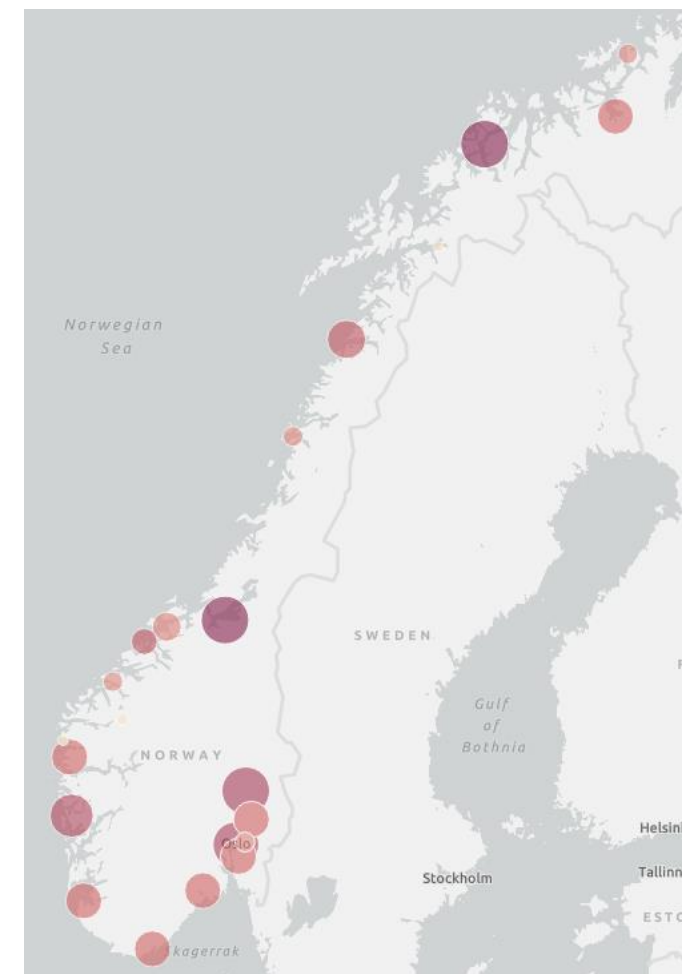
*Her har vi kun sett på nettinfrastruktur for den andelen av hydrogenetterspørselen for maritim sektor som dekkes av komprimert hydrogen (29 tonn per dag). De resterende 82 tonn per dag antas dekket av flytende hydrogen eller ammoniakk, der det er fornuftig å anta et større skala anlegg enn distribuert produksjon. Dersom dette produseres fra elektrolyse, øker investeringskostnadene med rundt 180 millioner kr. I tillegg vil flytendegjøring og ammoniakkproduksjon kreve ytterligere nettinvesteringer: et flytendegjøringsanlegg med kapasitet på 100 tonn per dag vil for eksempel ha et effektbehov på 40 – 50 MW.

Kapasitetsbehov og kostnad for investering i nettet (base case)
Per lokasjon – all transport

Nettinvestering (MNOK)



Produksjon (tonn H2/dag)



Analyse av kostnader knyttet til nettoppgraderinger

Bruk av eksisterende data for fergekaier

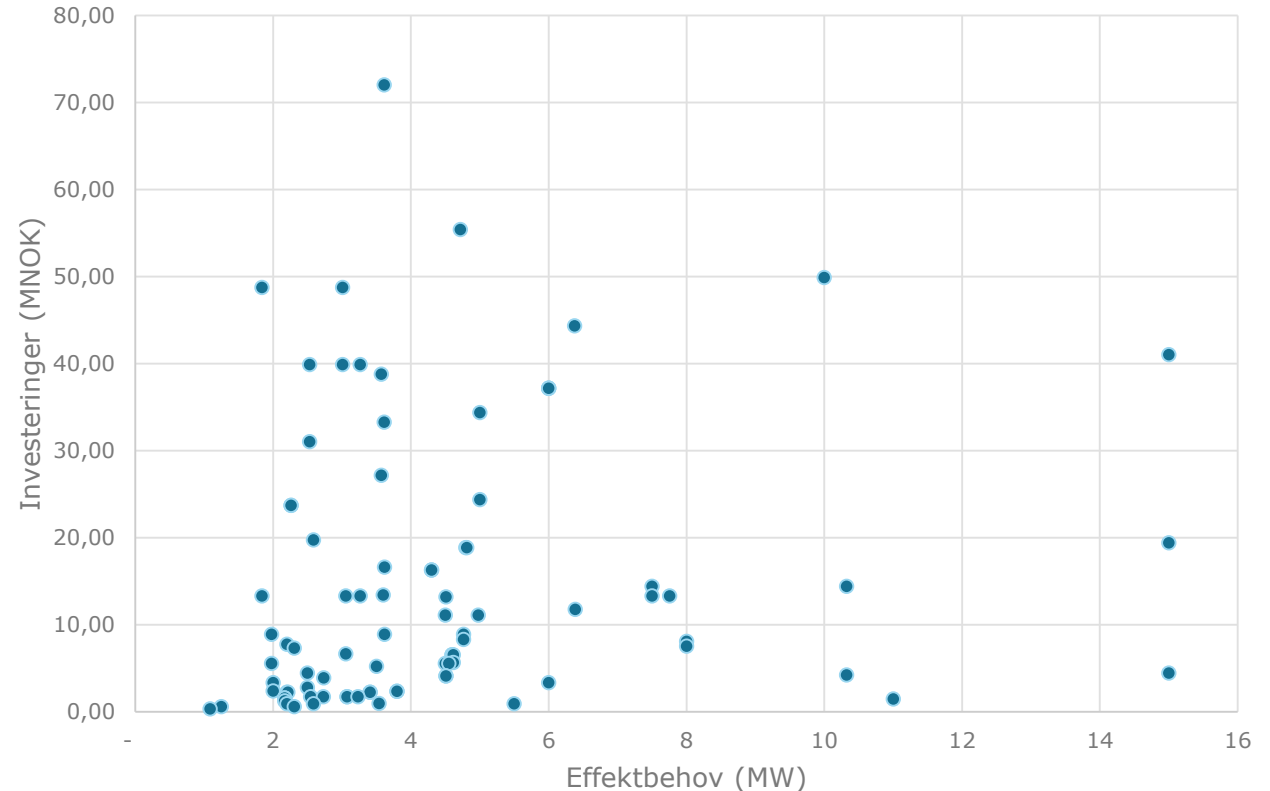
- Som en referanse for spredning og normalfordeling av kostnader, har vi valgt å se til data fra en kartlegging av investeringsbehov i strømmettet for elektrifisering av bilferger i Norge
 - Dette er en omfattende studie med data på både antatt effektbehov og tilhørende investeringskostnad i strømmettet fra 89 lokasjoner i Norge.
 - Investeringsbehovet er hentet i dialog med det tilhørende nettselskapet, og tar hensyn til eksisterende kapasitet og lokale forhold.
 - Det er flere likheter mellom elektrifisering av ferger og hydrogenproduksjon (fra et nettperspektiv), selv om **kostnaden for nettoppgradering knyttet til hydrogenproduksjon sannsynligvis vil være lavere på grunn av at den bygges der det er god tilgang på kraft, og kan ha bufferkapasitet for å unngå høye effekttopper.**
 - Dataene er fra 2015, men antas fortsatt å være aktuelle for de beregningene vi skal gjøre. De samme dataene ble også brukt i Klimakur 2030 for å si noe om nettkostnadene ved elektrifisering av transportsektoren.



Det er store variasjoner i kostnaden for å oppgradere nettet

- Rapporten viser at kostnaden for å oppgradere nettet ligger i størrelsesorden mellom 1 og 50 millioner kroner per fergekai, og i mange tilfeller er kostnaden uavhengig av effektbehovet.
- Faktorer som geografiske forhold, tilstanden på dagens nett, øvrige kunder og avstand til nærmeste regionalnettstasjon vil ha større betydning for oppgraderingskostnadene enn selve effektbehovet.
- Likevel er disse faktorer som er vanskelige å fastsette, og ekstremt lokasjonsavhengige. For å kunne si noe generelt om kostnadsnivået for oppgradering av nettet, **har vi derfor valgt å bruke investeringskostnad per MW** som grunnlag når vi beregner dette. Dette har vært nødvendig ut i fra at spesifikke kostnader for hver lokasjon i analysen ikke med sikkerhet kan fastslås i detalj.
- Resultatene fra en slik metode vil være unøyaktig per lokasjon, men vil kunne gi innsikt i det totale kostnadsbildet.

Forholdet mellom investeringer for oppgraderinger i strømmettet og effektbehov på fergekaia



Investeringene er justert til 2019-tall

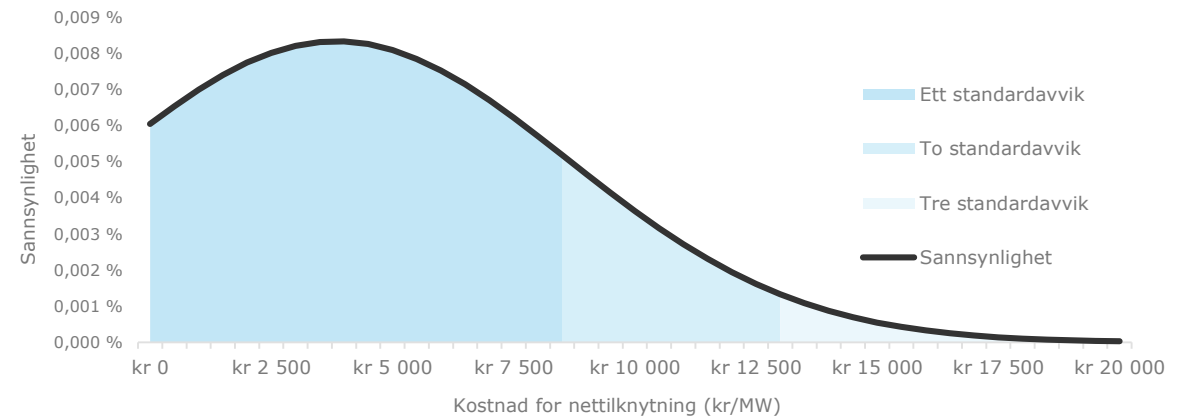
Vi har valgt å se på tre scenarier for nettinvestering

Best case, base case og worst case

- Fra sannsynlighetsfordelingen til høyre ser vi at standardavviket er høyt, altså at det er stort spenn i investeringskostnadene per kapasitet. Vi har derfor valgt å bruke en annen tilnærming for å si noe om 'best case' og 'worst case' når det kommer til kostnadene for nettinvestering.
 - **Base case = Mediankostnad per kapasitet**
 - **Best case = -20% fra medianen**
 - **Worst case = +20% fra medianen**
- Årsaken til at vi har valgt +/- 20% er at **hydrogenproduksjon er mindre lokasjonsavhengig enn fergeleier, og dermed kan legges til steder med lavere tilknytningskostnader. Derfor antar vi at utfallsrommet for nettkostnader er betydelig smalere for hydrogenproduksjon enn for ferger.**
- Tabellen til høyre viser median kostnad per kapasitet for de tre ulike casene, der dette varierer med effektbehov. Dette er naturlig: man har mer kapasitet å fordele ut kostnadene på, og merkostnaden for høyere kapasitet er (generelt sett) lav når man likevel må bygge ut strømmettet.
- Vi har valgt å utelukke produksjon til industri fra våre nettanalyser, da vi antar at det vil være tilstrekkelig utbygd nett i områdene med industri til å imøtekomme produksjonsbehovet her.

Sannsynlighetsfordeling for nettkostnader for nye forbrukspunkter

Basert på 89 tilknytnings saker for fergeleier



Mediankostnad for investering i nettet: tre ulike scenarier

Basert på 89 tilknytnings saker for fergeleier

Produksjonskapasitet (tonn H2/dag)	Effektbehov	Best case (kkr/MW)	Base case (kkr/MW)	Worst case (kkr/MW)
0-1	0-2 MW	1784	2230	2676
1-2	2-4 MW	1304	1630	1956
2-4	4-10MW	1487	1859	2231
>4	>10MW	680	850	1020

The background of the slide is a dark blue field filled with numerous translucent, glowing blue bubbles and particles of various sizes. Some bubbles are in sharp focus, showing internal reflections and refractions, while others are blurred in the background, creating a sense of depth and movement. The overall aesthetic is clean, modern, and scientific.

Sammenligning hydrogen- og hurtiglade-infrastruktur

Produksjonskapasitet og investeringer for hydrogeninfrastruktur i Norge

Sammenligning hydrogen- og hurtiglade-infrastruktur

SAMMENLIGNING MED HURTIKGLADING, >50% AV KJØRETØY

Konklusjonen generelt, og slik de forenklete og statiske beregningene vi har gjort, er at hydrogen krever mer energi og installert effekt enn hurtiglader for å levere samme transportarbeid. Dette innebærer typisk dobbelt så mye energi. For effekt kan det bety lavere enn for hurtiglader hvis bufferkapasitet utnyttes. For 50% av kjøretøyparken, hvis alt enten skal drives av hydrogen eller hurtiglading, er installert effekt beregnet til 4,7 GW H₂ (elektrolyser) og 3,6 GW ladekapasitet.

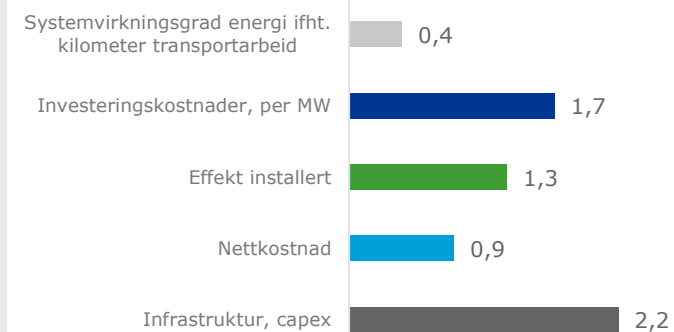
Effekt-uttaket for hydrogeninfrastruktur kan sannsynligvis reduseres ned mot 3,1 GW, med bufferkapasitet. Antagelsene for dette er en H₂-bufferkapasitet på 3 timer og 12 % effekttoppredusjon for elektrolyseren, en «geografi-fleksibilitet» med en ytterligere bufferkapasitet på 20% ved bruk av swap-kontainere og produksjon der det er mest hensiktsmessig i nettet, samt en redusert effekt for hydrogen ifht. hurtiglading på 5% pga. fylling med trykkutjevningseffekter. **Uten at det er gjennomført detaljerte dynamiske beregninger ser det ut til at hydrogen har mulighet til å belaste nettet med et lavere nivå av topeffekt enn hurtiglading.**

Hydrogenproduksjon har fordeler med større fleksibilitet for geografisk plassering i forhold til nettkapasitet, for å unngå høye anleggsbidrag og nettoppgraderingskostnader. Hurtiglader har dessuten normalt ikke batteribanker for å kunne utnytte samme effekt for å redusere belastningen på nettet. For å sammenligne en tilsvarende systemfleksibilitet bør kostnader for batteribanker inkluderes, det er ikke gjort her. Lastebiler vil sannsynligvis ikke ha en stor andel batterielektrisk, og privatbiler vil sannsynligvis ikke ha store andeler hydrogen i Norge. Disse effekt-uttakene kan settes til lik null i et case for å se på et mer realistisk scenario, eller kan inkluderes i et annet case for å se på maksimale ytterpunkter.

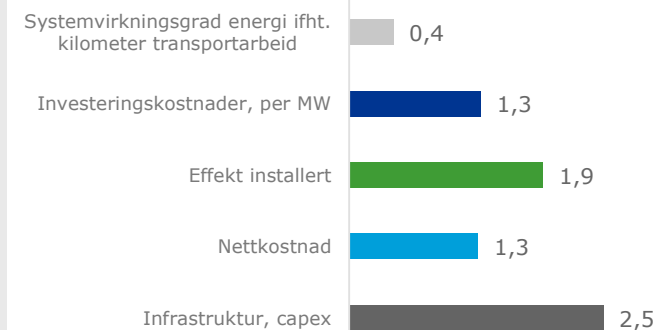
Figuren til høyre viser to sett med forholdstall for to ulike case. Case 1 inneholder at 50% av alle kjøretøy enten har batterielektrisk, eller hydrogenelektriske drivlinjer. Case 2 antar at tungtransport/lastebiler ikke har batterielektrisk, men hydrogen, og privatbiler har kun batterielektrisk og ikke hydrogen. Begge casene har lik kostnad per MW for nett, 2 MNOK/MW, og likt antall kjøretøy og km per år. Hurtigladekapasitet avhenger av antall kjøretøy per lader og effekt per lader, og energi per km. Hydrogen-kapasitet avhenger av kilo hydrogen per kjøretøy, og 2,2 MW per tonn hydrogen per dag produsert.

For referanse, har Klimakur beregnet at 50% av personbilkampen med 1,7 mill. kjøretøy har et behov for 9000 hurtiglader, basert på 200 biler per lader. Vi inkluderer flere kjøretøygrupper og antar i estimatene >20.000 ladere og benytter noe færre biler per lader, både ut ifra analyser av dagens ladeinfrastruktur og for framskrivninger fra ulike kilder mot 2030. Flåter med varebiler, lastebiler og busser har flere ladere per biler pga. nødvendig tilgjengelighet, typisk 50 kjøretøy per hurtiglader. Et eksempel på et kostnadsnivå for nettet, er beregnet for private elbiler som lader samtidig og uten en systemoptimalisering. Dette kan det føre til opp mot 15 mrd. for nasjonale merinvesteringer. Figuren til høyre øverst viser kostnadstall fra NVE-studien for hvis alle lader samtidig hver ettermiddag, eller fordelt over tid og optimalt for strømmettet. Utrullingen av elbiler vil foregå over tid, slik at nettet blir oppgradert underveis, slik at ved en «alderskorrigering» kan det i et redusert «worst case» være snakk om 11 mrd. da nettet likevel moderniseres over tid.

Case 1 – 50% av alle kjøretøy enten batteri- eller hydrogenelektrisk



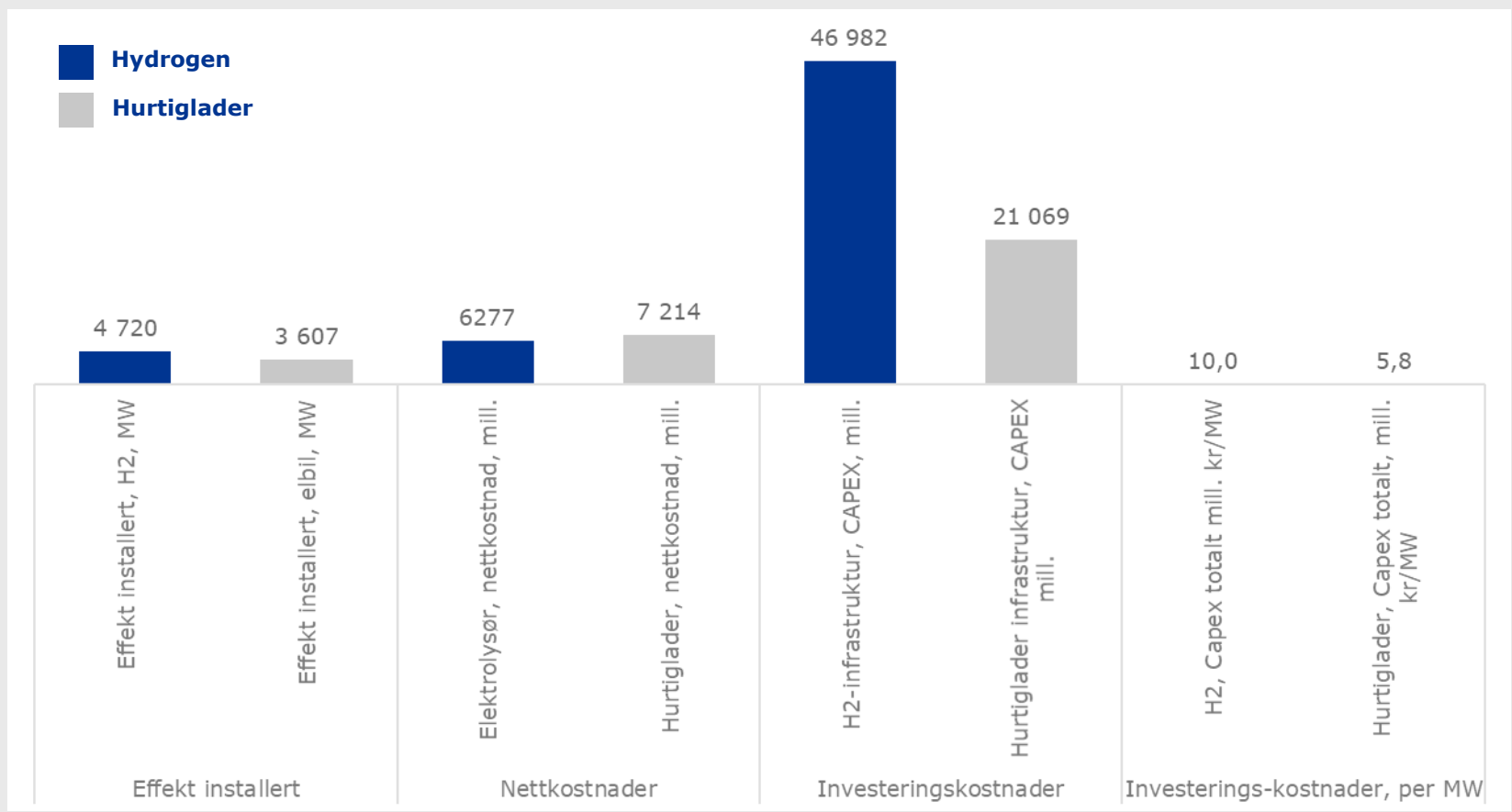
Case 2 – 50% el. vs. H₂, men uten infra-kostnader for el-lastebil og H₂-personbil



Produksjonskapasitet og investeringer for hydrogeninfrastruktur i Norge

Sammenligning hydrogen- og hurtiglade-infrastruktur

SAMMENLIGNING MED HURTIKLADING, >50% AV KJØRETØY



Den statiske forenklete analysen, som må utføres dynamisk for å få et korrekt bilde, viser at investeringskostnadene for hydrogeninfrastruktur er opp mot 1,7 høyere enn for infrastruktur for hurtigladerne.

Installert effekt er også høyere, men oppgraderingskostnadene for nettet kan være omtrent lik eller noe lavere hvis hydrogen utnytter bufferkapasitet, både i tid og rom.

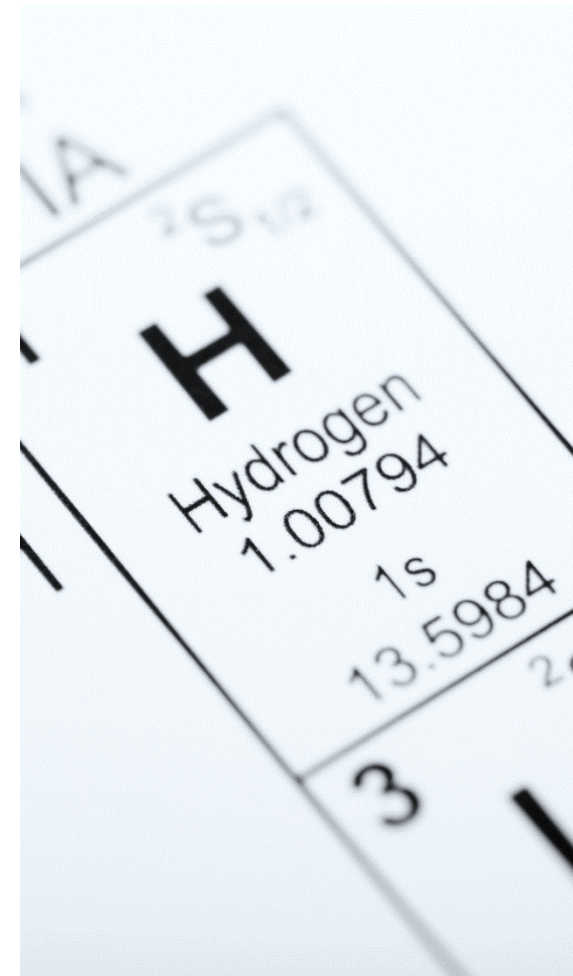
Infrastrukturkostnadene er forventet å ligge på det dobbelte, både pga. av at kostnadene per MW er høyere for hydrogen, installert effekt er høyere, og buffer- og swap-kontainere er inkludert.

Med investeringskostnader for batteribanker for hurtiglading og redusert nettpåvirkning og effekttariffer, som er parallellen til buffertanker, vil kostnadsbildet se annerledes ut. Dette er ikke beregnet.

Sammenligning hydrogen- og hurtiglade-infrastruktur

En mer detaljert analyse kan gi andre resultater med en avklaring av forutsetninger

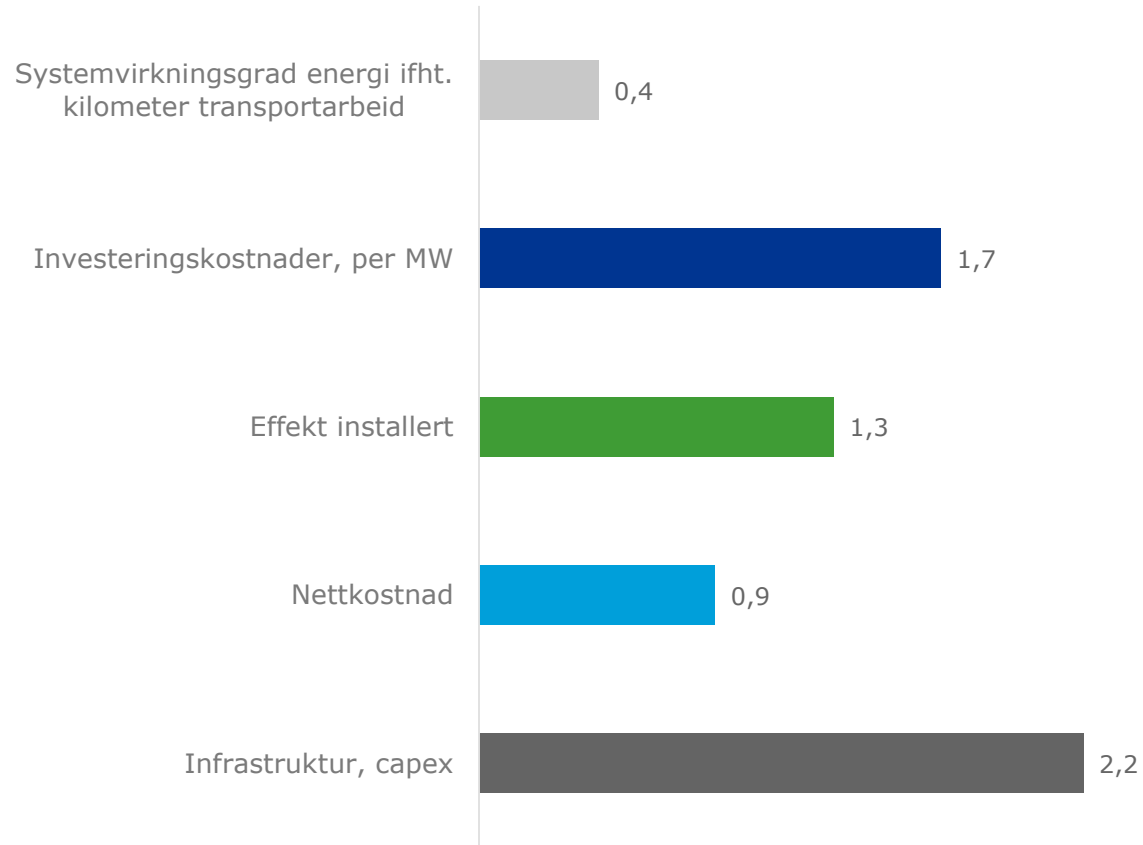
- **For 50% av kjøretøyparken, hvis alt enten skal drives av hydrogen eller hurtiglading, er installert effekt beregnet til 4,7 GW H2 (elektrolyser) og 3,6 GW ladekapasitet. Dette kan reduseres ned mot 3,1 GW i uttak av effekt for H2 med ulike antagelser.**
- Med antagelsen at 50 % av kjøretøyparken, enten skal ha batteri- eller hydrogenelektrisk drivlinje med tilhørende infrastruktur, har vi gjennomført en beregning med sammenligning av to case. Et case har antagelsen om at lastebiler sannsynligvis ikke har en stor andel batterielektrisk, og privatbiler vil sannsynligvis ikke ha store andeler hydrogen, så disse er forenklet satt til lik null. I det andre caset er disse med.
- Vi tar gjerne en diskusjon på forutsetningene for beregningene, som er noe konstruerte og skjematiske, f.eks. at tungtransport i realiteten i liten grad har mulighet for batterielektriske drivlinjer, og vi forventer at en rekke kjøretøy vil ha hydrogen rekkeviddeforlengere, så bildet vil være mer nyansert.
- Her er det altså satt på spissen, med «hvis alt av 50% av kjøretøyparken benytter hurtiglader», eller «alt er hydrogenelektriske kjøretøy», for å vise to ekstreme tilfeller. Vi anbefaler at det gjøres mer detaljerte og dynamiske beregninger.
- **En hovedårsak til disse tallene er at verdikjeden for hydrogen til utført transport-arbeid krever mer energi for hydrogen, og dette innebærer også et større effektbehov for å levere den samme energien til kjøretøy.**
- Forutsetningene for case 1, har vært at om lag 1,7 mill. kjøretøy, 240.000 varebiler, 36.000 lastebiler, 8000 busser, og 1,4 mill. personbiler, har et behov for
 - 20.000-23.000 hurtiglader med 3,6 GW installert effekt, eller
 - Hydrogen med 4,7 GW installert effekt for elektrolyser, 2100 tonn/dag, 780.000 tonn per år
 - Capex per MW er 10 mill. for hydrogen, og 5,8 mill. for hurtiglader (øker til 7,6 per MW uten lastebiler, da det er mindre storskalafordeler, og mer kostbart per MW for mindre hurtiglader, f.eks. 50kW vs. 600kW pantograf)
 - Investeringskostnad for nett-tilknytning skjematisk valgt til 2 MNOK/MW, dette kan variere mellom 0,5 og 5 MNOK/MW



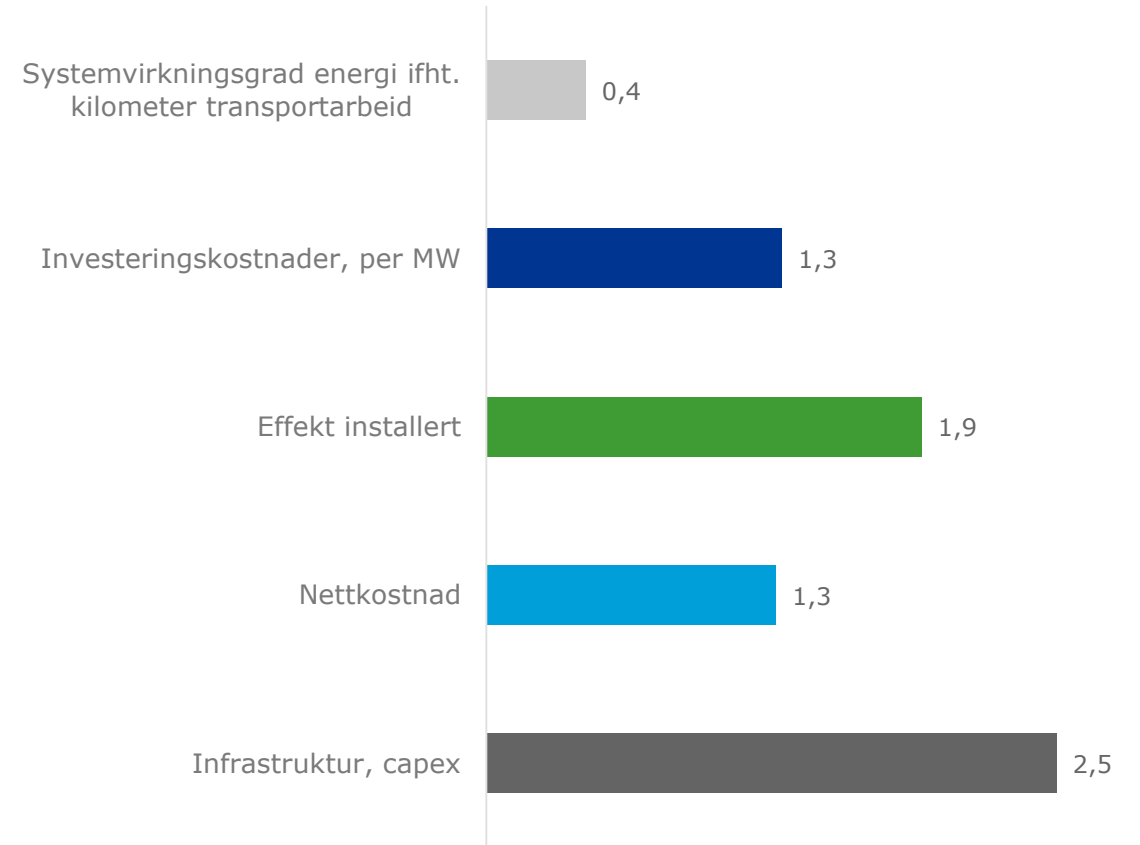
Produksjonskapasitet og investeringer for hydrogeninfrastruktur i Norge

Sammenligning hydrogen- og hurtiglade-infrastruktur, hydrogen over lading

Case 1 – 50% av alle kjøretøy enten batteri- eller hydrogenelektrisk



Case 2 – 50% el. vs. H2, men uten infra-kostnader for el-lastebil og H2-personbil

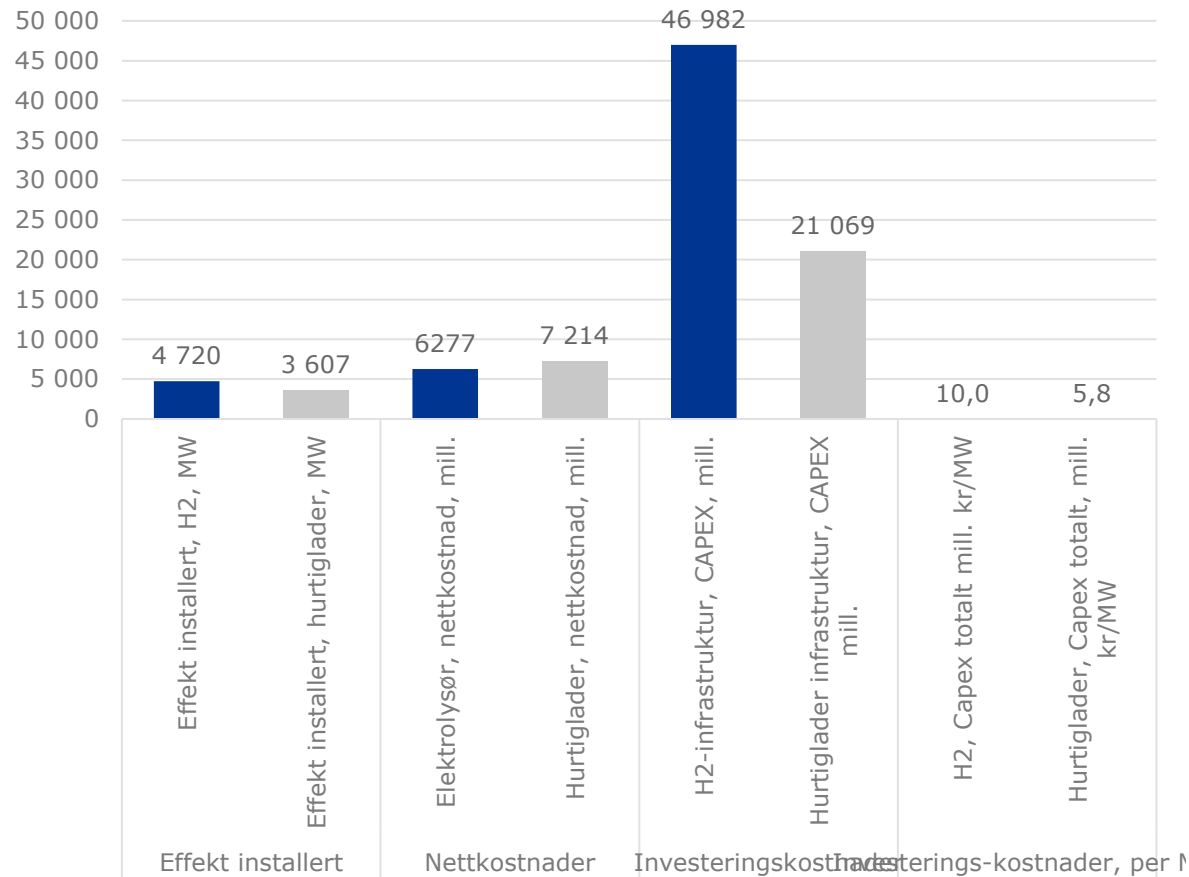


Forholdstallene her er beregnet fra å dele resultatene fra hydrogeninfrastruktur, på resultatene fra hurtiglader-infrastruktur

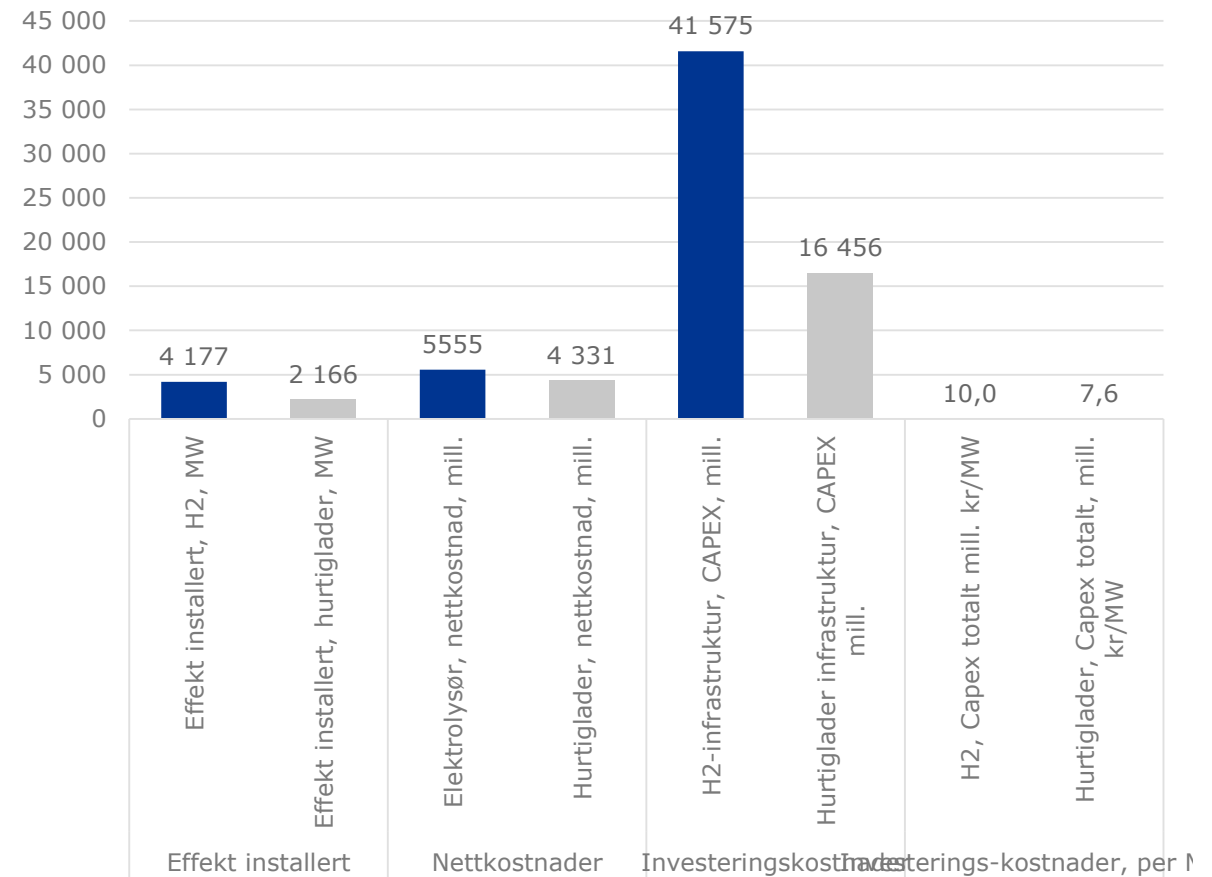
Produksjonskapasitet og investeringer for hydrogeninfrastruktur i Norge

Sammenligning hydrogen- og hurtiglade-infrastruktur

Case 1 – 50% av alle kjøretøy enten batteri- eller hydrogenelektrisk



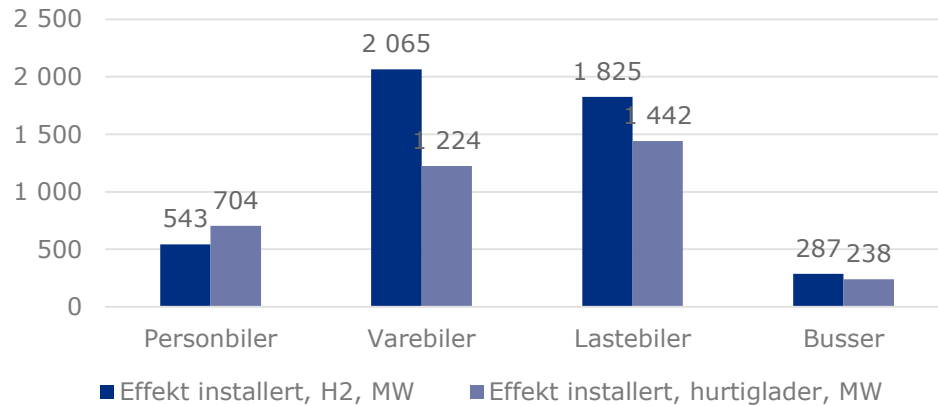
Case 2 – 50% el. vs. H2, men uten infra-kostnader for el-lastebil og H2-personbil



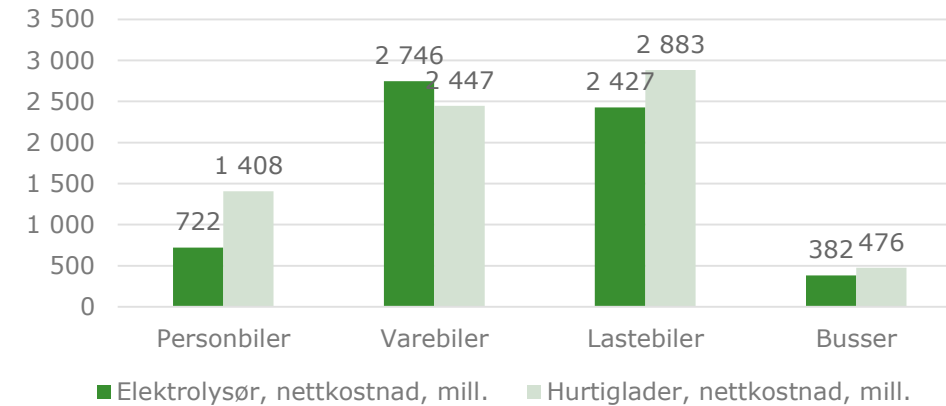
Sammenligning hydrogen- og hurtiglade-infrastruktur

Resultater og forutsetninger, med *inkludert* hydrogen-personbiler eller batterielektriske lastebiler

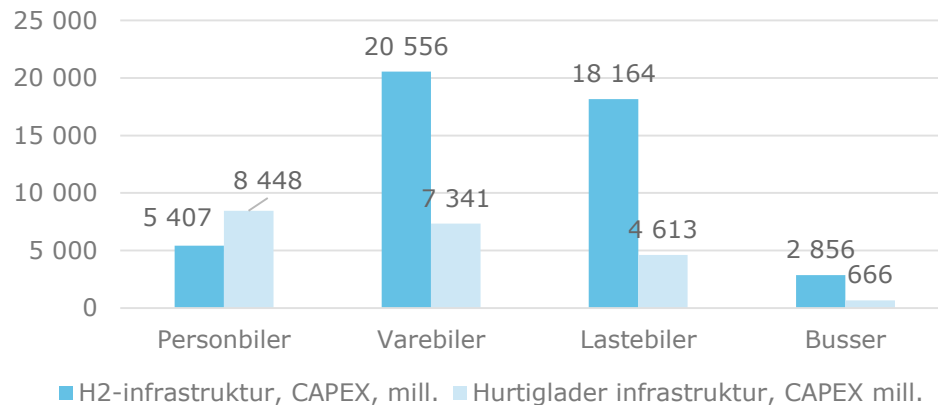
Effektuttak
sammenligning FCEV og BEV



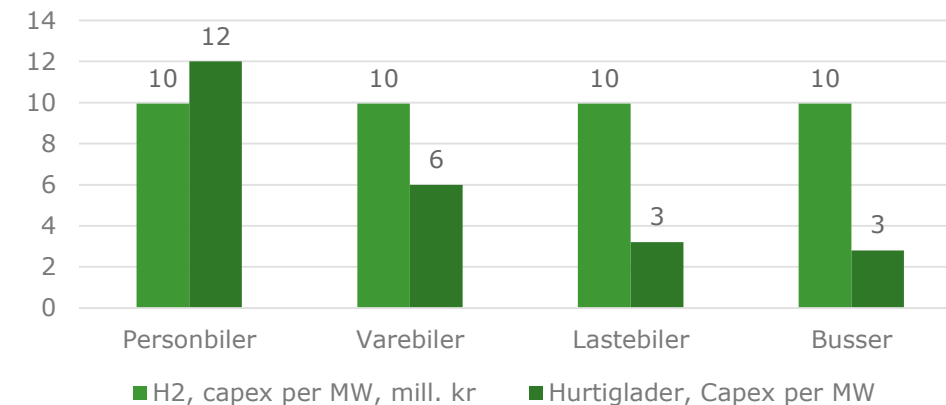
Nettkostnader
sammenligning FCEV og BEV



Infrastrukturkostnader
sammenligning FCEV og BEV



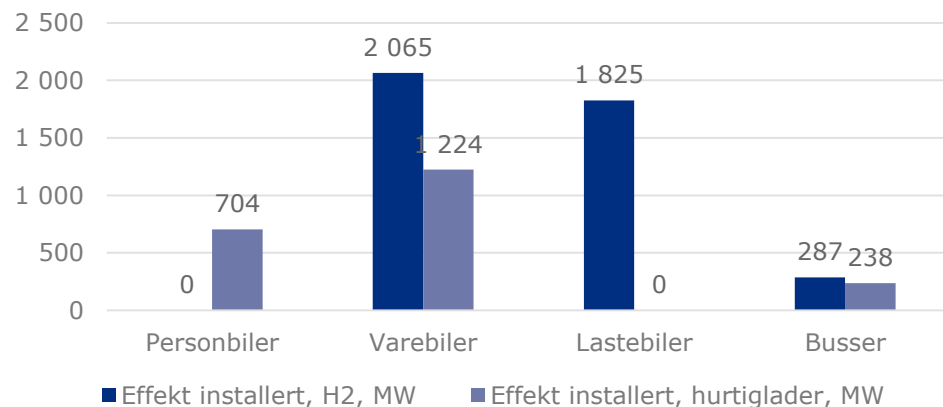
Investeringskostnad per MW
sammenligning FCEV og BEV



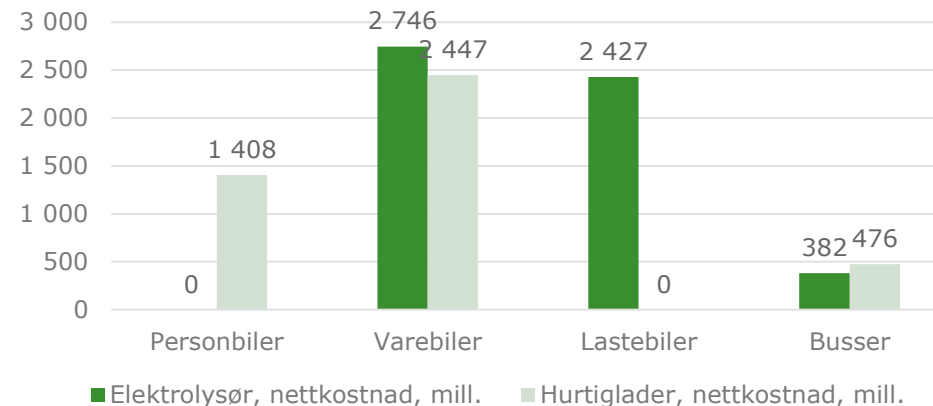
Sammenligning hydrogen- og hurtiglade-infrastruktur

Resultater og forutsetninger, med *ingen* hydrogen-personbiler eller batterielektriske lastebiler

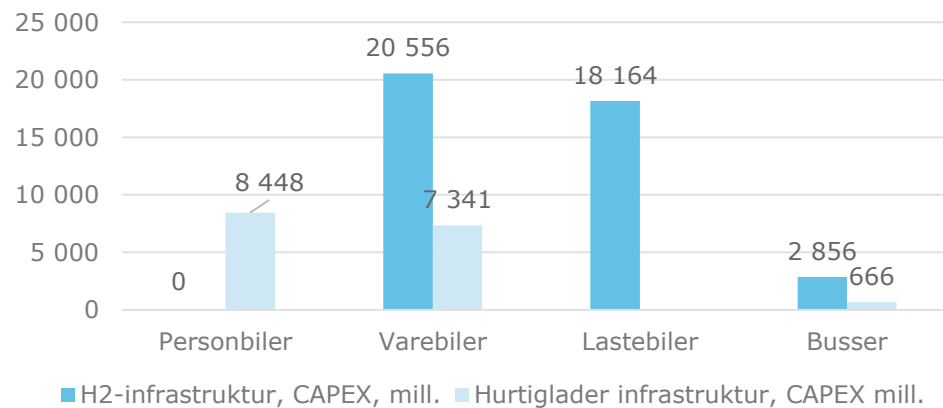
Effektuttak
sammenligning FCEV og BEV



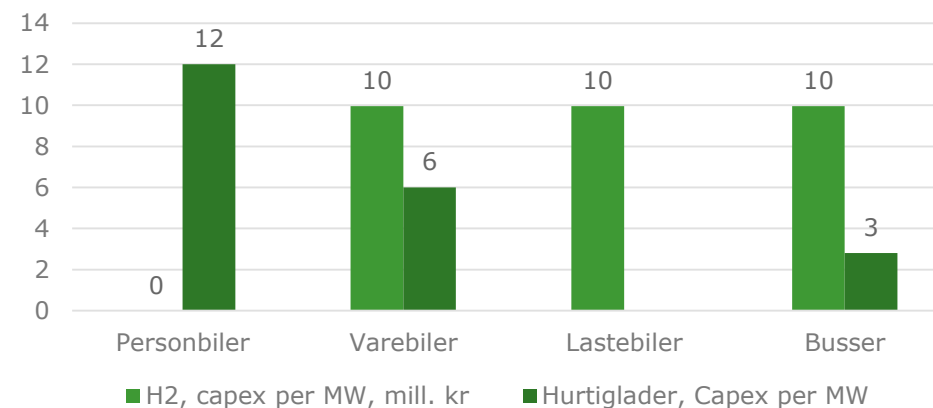
Nettkostnader
sammenligning FCEV og BEV



Infrastrukturkostnader
sammenligning FCEV og BEV



Investeringskostnad per MW
sammenligning FCEV og BEV



Sammenligning hydrogen- og hurtiglade-infrastruktur

Hydrogeninfrastruktur har hovedsakelig tre fordeler sammenlignet med infrastruktur for hurtiglading:

Fleksibilitet

Hydrogenproduksjon er fleksibel i lokalisering– mens hurtigladerne er avhengige av å være i nærhet til vei, kan produksjonsanlegg legges der det for eksempel er ledig kapasitet i strømmettet. Dette er både gunstig fra et nettperspektiv, og vil også kunne redusere investeringskostnad i nett. Produksjonsanleggene kan også samlokaliseres med fornybar produksjon og produsere hydrogen ved overskudd av strøm, i tillegg til å fungere som sesonglagring for variabel, fornybar energi.

Balansering

Hydrogenproduksjon kan bidra med å balansere nettet ved behov ved å redusere effektbruken i perioder med høy belastning. Mens hurtigladerne med stor sannsynlighet vil ha et høyt effektbehov i timer med topplast i nettet, kan produksjonsanlegg redusere produksjonen, og dermed effektbehovet. Dette vil redusere belastningen på nettet, samtidig som det reduserer driftskostnadene i form av en lavere strømregning. Merk at dette krever investering i lagerkapasitet.

Arealeffektivitet og energitetthet

Hydrogenfylling er rundt ti til femten ganger raskere enn hurtiglading, noe som gjør kostnaden per fylte kjøretøy lavere¹. I tillegg trenger hurtigladerne rundt ti til femten ganger så mye plass for å betjene samme mengde kjøretøy¹. Dette gjør at infrastruktur for hurtiglading vil ha et større behov for både plass og nettoppgraderinger.

Hydrogeninfrastruktur har hovedsakelig to ulemper sammenlignet med infrastruktur for hurtiglading:

Lavere systemvirkningsgrad enn batterielektrisk verdikjede

Energi til utført transport er 2,3 høyere for hydrogenkjøretøy enn for batterielektriske, og er angitt i litteratur² 1,2-3,9 mer energieffektivt. Så selv om hydrogen har en større fleksibilitet med buffertanker, hvis hurtigladerne ikke har batteribanker, må energisystemet for hydrogenproduksjon med fyllestasjoner med komprimert hydrogen og effektiviteten i brenselcellen konkurrere med effektiviteten til batterielektriske systemer.

Høyere investeringsbehov enn en batterielektrisk verdikjede, men lavere netttariff-kostnader?

Beregninger viser at sammenlignet med hurtigladerne uten batteribanker, er nettkostnaden omtrent lik eller noe lavere, og totalt investeringsbehov er om lag dobbelt så høyt for hydrogen i forhold til hurtigladerne. Det er likevel verdt å merke at med smart lading og smarte elektrolysører, samt sentral produksjon for hydrogen i nett med god kapasitet og distribusjon med containere til fyllestasjoner, trenger ikke investeringsbehovet i nettet bli slik. Tariffene for effektuttak kan også bli gunstig i favør av hydrogen. Det forventes dessuten et tett samspill mellom batterikapasitet og hydrogen i kjøretøy, både batterielektriske kjøretøy med rekkeviddeforlenger og lading, og hydrogen kjøretøy med større batteripakker.

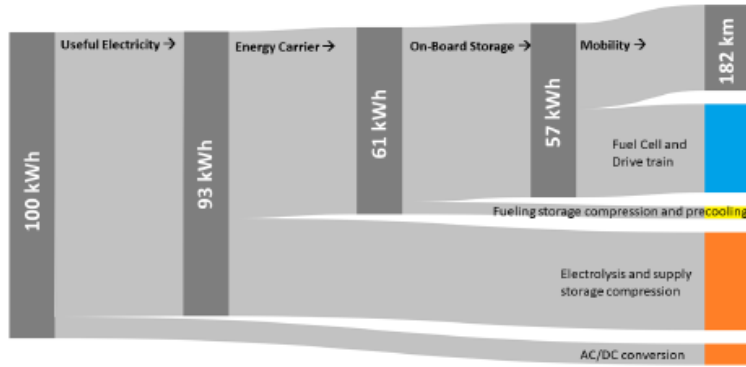
Visse sektorer ikke kan elektrifiseres fullt ut ved hjelp av batterier

Tungtransport og visse skipssegment i maritim er avhengige av energibærere med høyere energitetthet enn ren batterielektrisk drift kan gi, for større avstander og vekt.

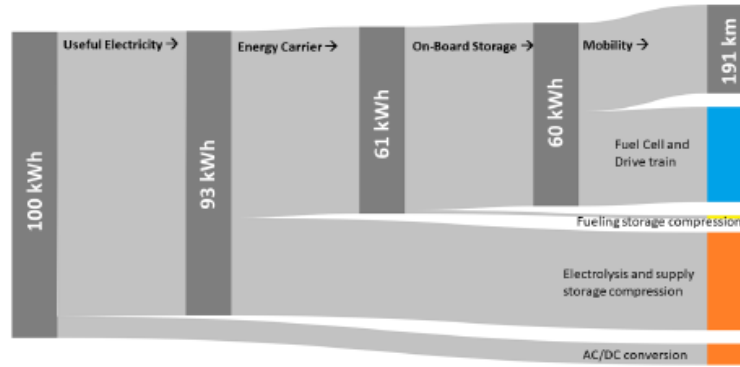
- Biodiesel og biogass er forventet å ikke være tilgjengelig i store nok kvanta for å dekke hele sektoren pga. begrenset tilgang på bærekraftig biomasse.
- Hydrogen-elektrisk, som også har større eller mindre batteripakker, er dermed eneste reelle nullutslipps-alternativ for tungtransport over lengre avstander.

Energieffektivitet og effekt-utnyttelse for BEVs og FCEVs

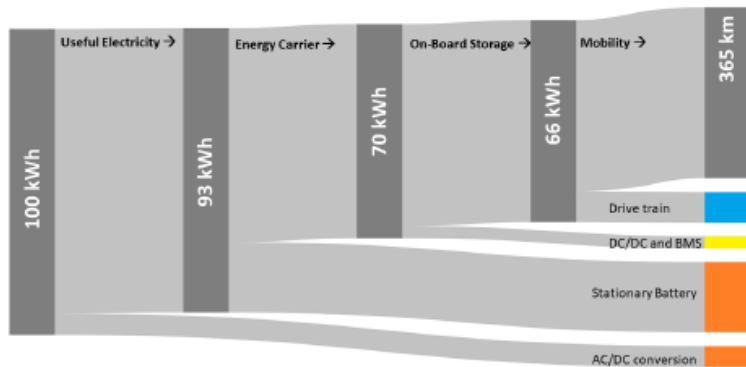
Sankey diagram of grid to mobility conversion efficiencies for BEV and FCEV



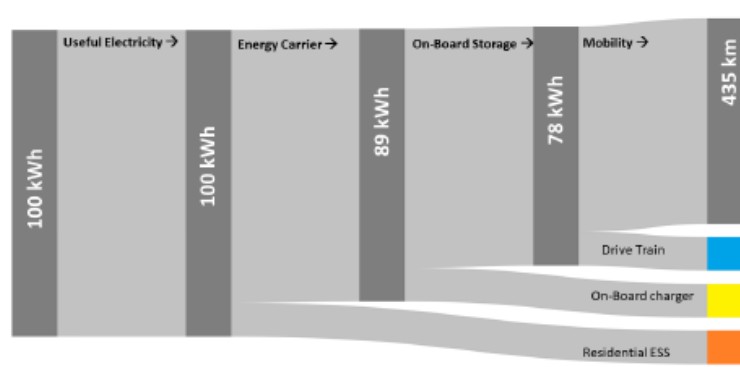
(a)



(b)



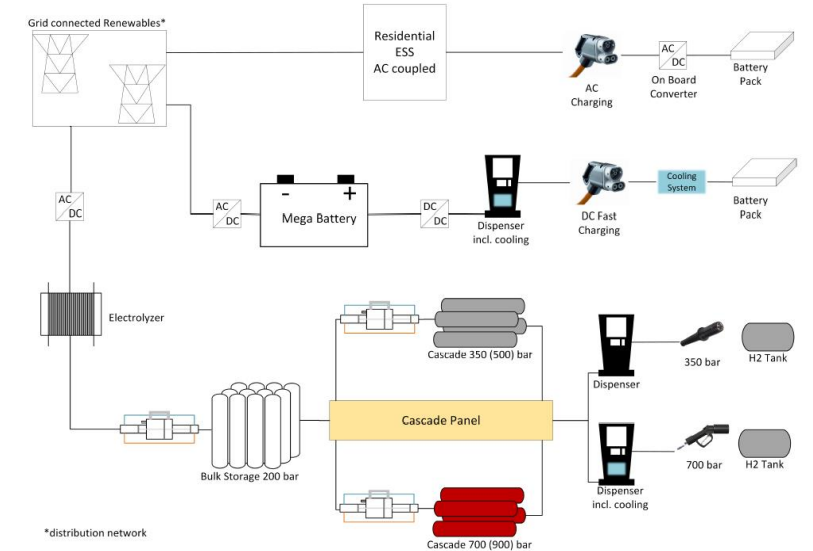
(c)



(d)

(a) 70 MPa H2, (b) 35 Mpa H2, (c) 50-kW fast charger coupled to a stationary battery and (d) a home charger coupled with a residential ESS. (a) 70 MPa; (b) 35 MPa; (c) fast charging; (d) home charging.

Battery and Hydrogen EVs' refilling pathways

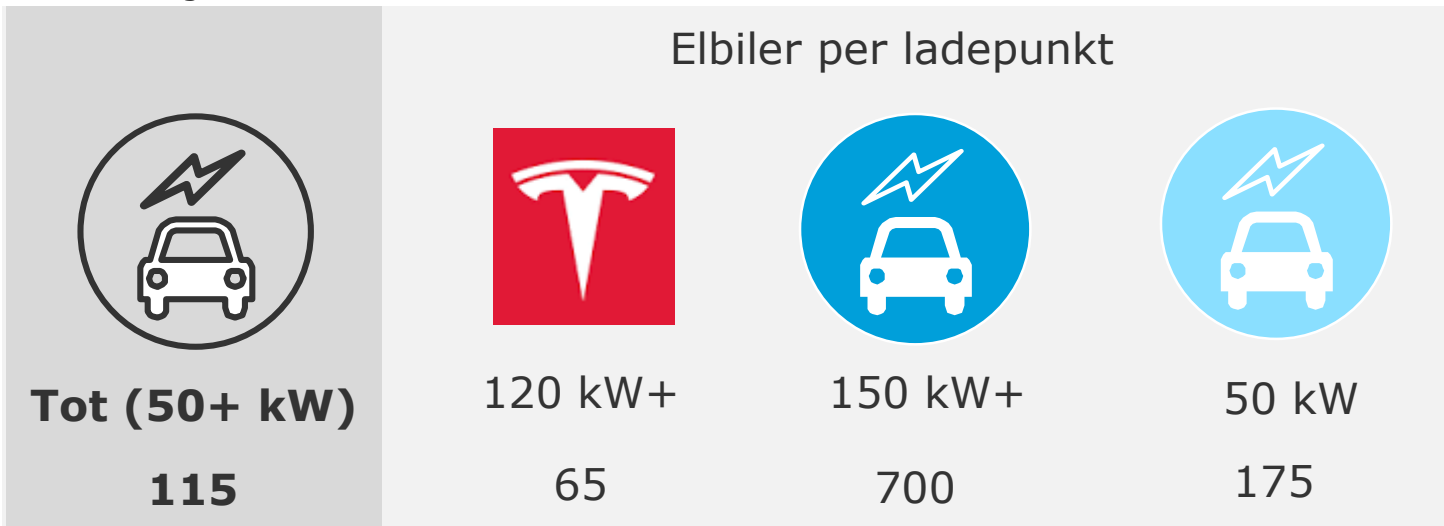


Denne oversikten viser at energi til utført transport er 2,3 høyere for hydrogenkjøretøy enn for batterielektrisk, dvs. case b) i forhold til case d). Selv om hydrogen har en større fleksibilitet med buffertanker, hvis hurtigladdere ikke har batteribanker, må hydrogen verdikjeden konkurrere med effektiviteten til batterielektriske systemer.

Dagens situasjon – 2 270 hurtigladdere og 260 000 elbiler

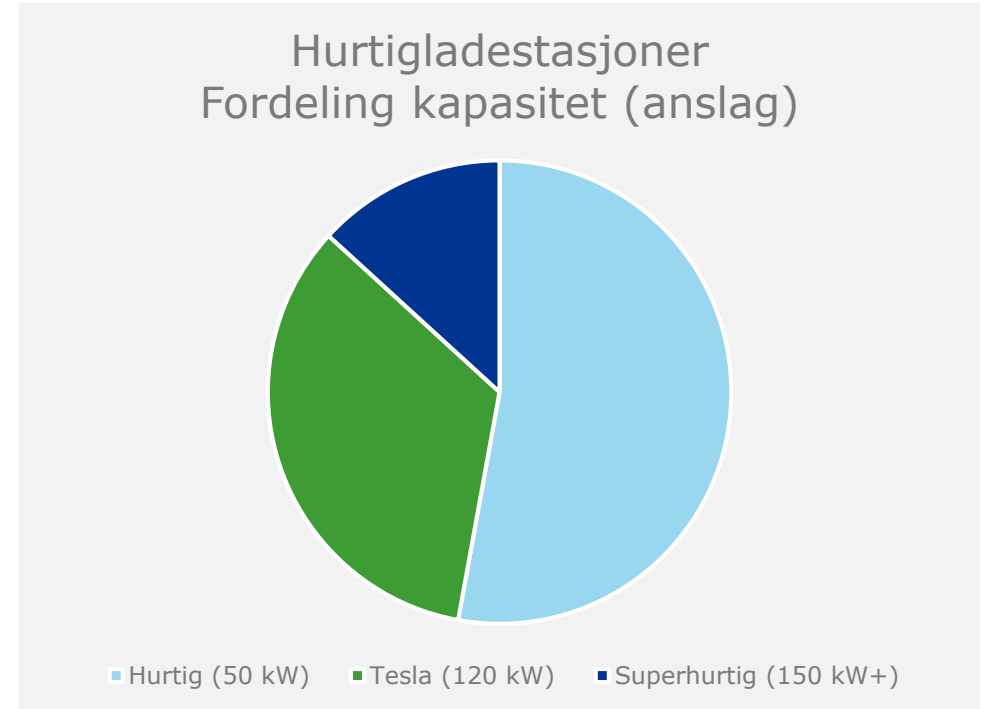
Dette gir rundt 115 elbiler per hurtigladdestasjon (50 kW+)

- If følge elbilforeningens nettsider er det i dag i ca 250 000 elbiler i Norge og ca 2 270 hurtigladdestasjoner. Dette gir i underkant av 100 elbiler per hurtigladdepunkt* (inkluderer Teslas hurtigladdere)
- Fordelt per type kan tallene deles opp slik:
 - Ca 50 000 Teslaer fordelt på 770 teslapunkter gir 65 Teslaer per punkt
 - Ca 210 000 øvrige elbiler fordelt på ca 300** superhurtigladdere (150+ kW) gir ca 700 elbiler per superhurtiglader
 - Ca 210 000 øvrige elbiler fordelt på 1 200** hurtigladdere (50 kW) gir ca 175 elbiler per hurtiglader



*Hurtigladdepunkt definert som > 50 kW

**Anslått fordeling. Betydelig usikkerhet rundt faktisk fordeling mellom hurtig og superhurtig



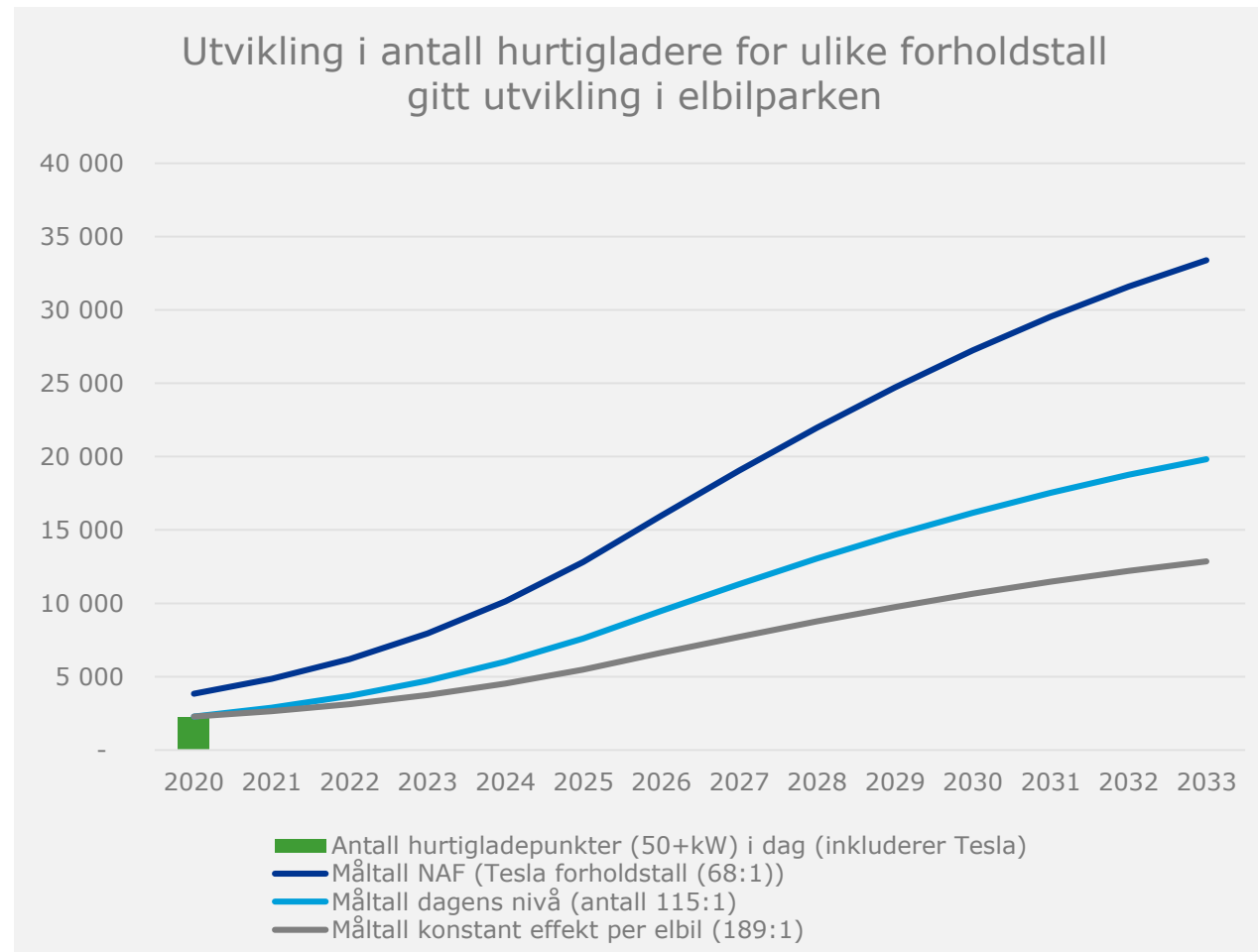
Totalt ca 2 270 hurtigladdepunkter (50 kW+)

- 50 kW – ca 1 200 (anslag)
- 120 kW Tesla – ca 770
- 150 kW + - ca 300 (anslag)

Dagens situasjon og utvikling antall ladestasjoner

Valg av forholdstall er en viktig forutsetning for å anslå fremtidig vekst

- Det er i dag omkring 2 300 hurtigladepunkter i Norge (50+kW)
- I overkant av halvparten av disse (ca 1 200) anslås å være 50 kW. Tesla har bygget ut ca 770 hurtigladepunkter med mulighet for 120 kW. De anslått resterende 300 punkter har en effekt på 150 kW eller mer.
- Fremtidig utvidelse av hurtigladestasjoner er forutsatt å skje med effekt på minimum 150 kW per ladepunkt
- Tre forholdstall benyttet i grafen til høyre:
 1. NAF sitt forholdstall basert på forholdet mellom antall Teslaer og Teslas hurtigladestasjoner (ca 68:1)
 2. Utvikling i antall som følger dagens forholdstall (115:1)
 3. Utvikling i antall som holder effekt per elbil konstant gitt at videre utbygging skjer med 150 kW (189:1)
- Gitt utvikling i bilparken som er beskrevet på forgående sider gir et forholdstall på 68:1 (NAF), 115:1 (dagens situasjon) og en utbyggingstakt som holder effekt per elbil fast, oppstår det et behov for henholdsvis 33 000, 21 000 og 13 000 hurtigladere i 2033. Dette tilsvarer en gjennomsnittlig årlig vekst på henholdsvis ca 2 300, 1 400 og 850 ladepunkter per år. Behovet for vekst vil være størst rundt 2025



The background of the slide is a dark blue field filled with numerous translucent, glowing blue spheres and bubbles of various sizes. Some spheres are larger and more prominent, while others are smaller and more numerous, creating a sense of depth and movement. The lighting is soft, giving the bubbles a shimmering, ethereal quality.

Investeringskostnader – bakgrunnstall

Kostnadselementer i verdikjeden for produksjon, fylling og distribusjon

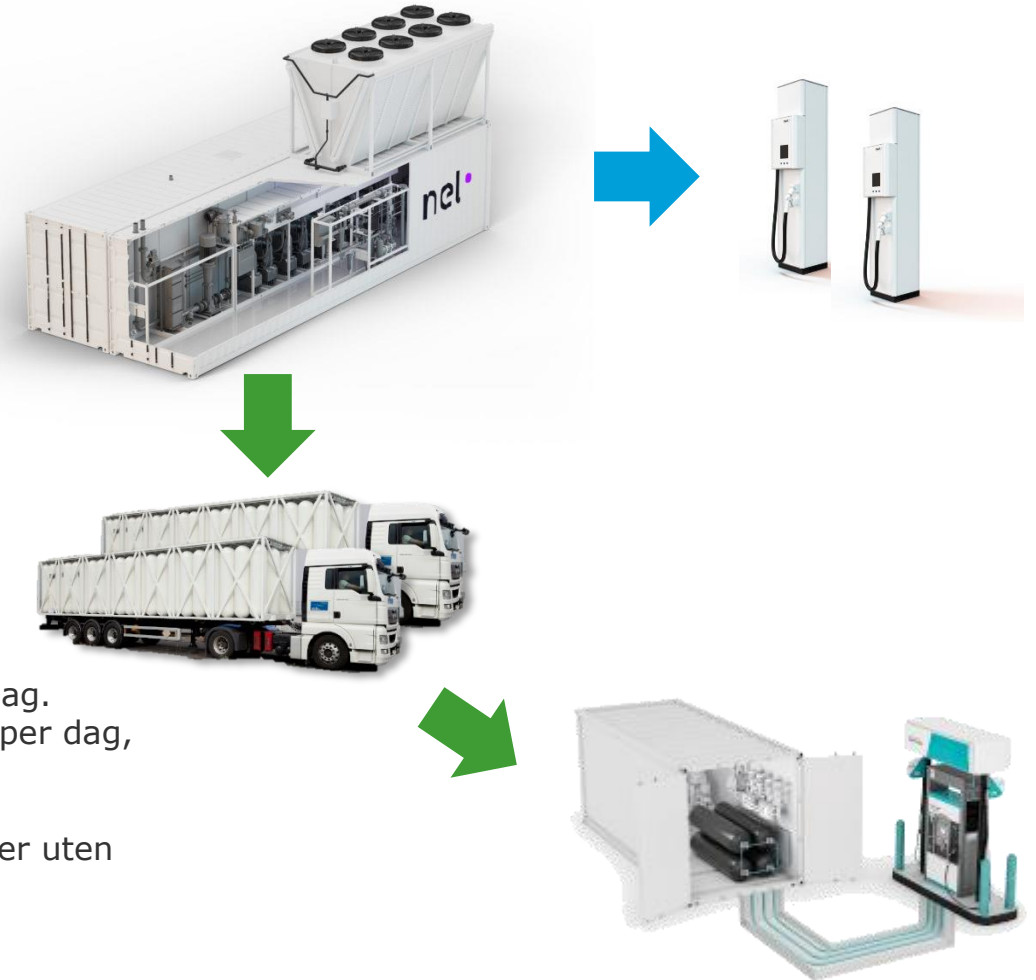
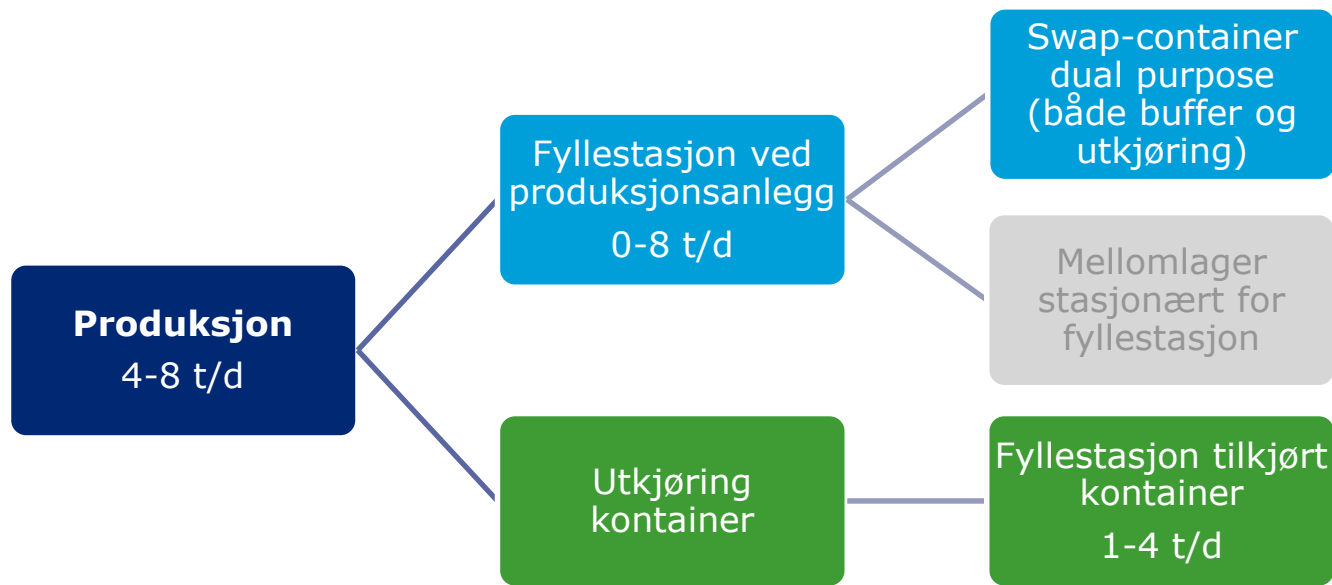
Investeringskostnader (CAPEX) har vært vurdert i denne studien

- 1. Tomtekostnader** – ikke inkludert i analysene
- 2. Tilknytning til nett** – anleggsbidrag
 - Oppgradering av trafo og overforliggende nett
 - Kan utsettes eller reduseres med mellomlagring?
- 3. Produksjonskapasitet**, elektrolysør
 - Kondisjonering og kompresjon
 - Tanker for mellomlagring og utkjøring
 - swap-containere
- 4. Utkjøring av kontainer**
 - Tanksystem for mellomlagring, eller
 - Direkte påfylling, med ytterligere kompresjon
- 5. Fyllestasjon med dispensere**
 - Tilknyttet produksjonsanlegg
 - Koblet til utkjørte containere



Detaljer om verdikjede og kostnadsmodell for produksjon og distribusjon

Noe volum fylles direkte ved produksjonsanlegget, mens noe distribueres til andre lokasjoner

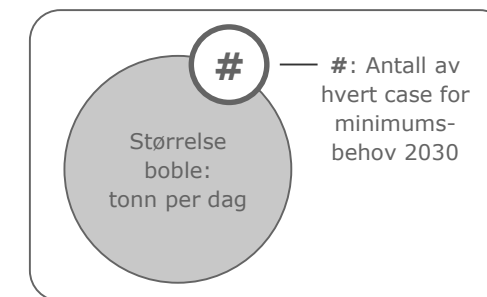
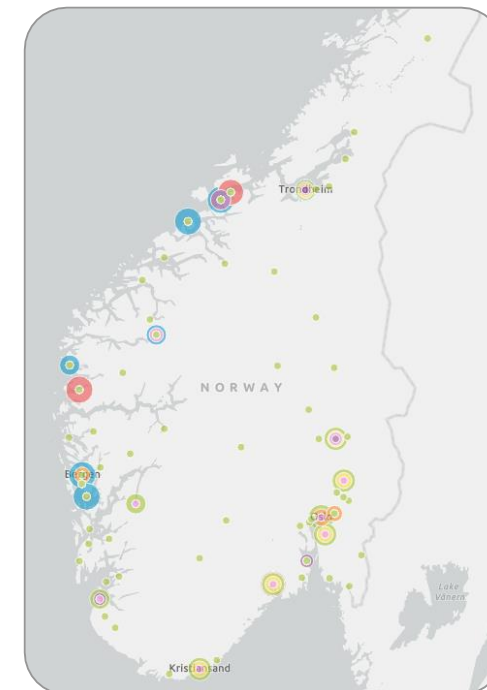
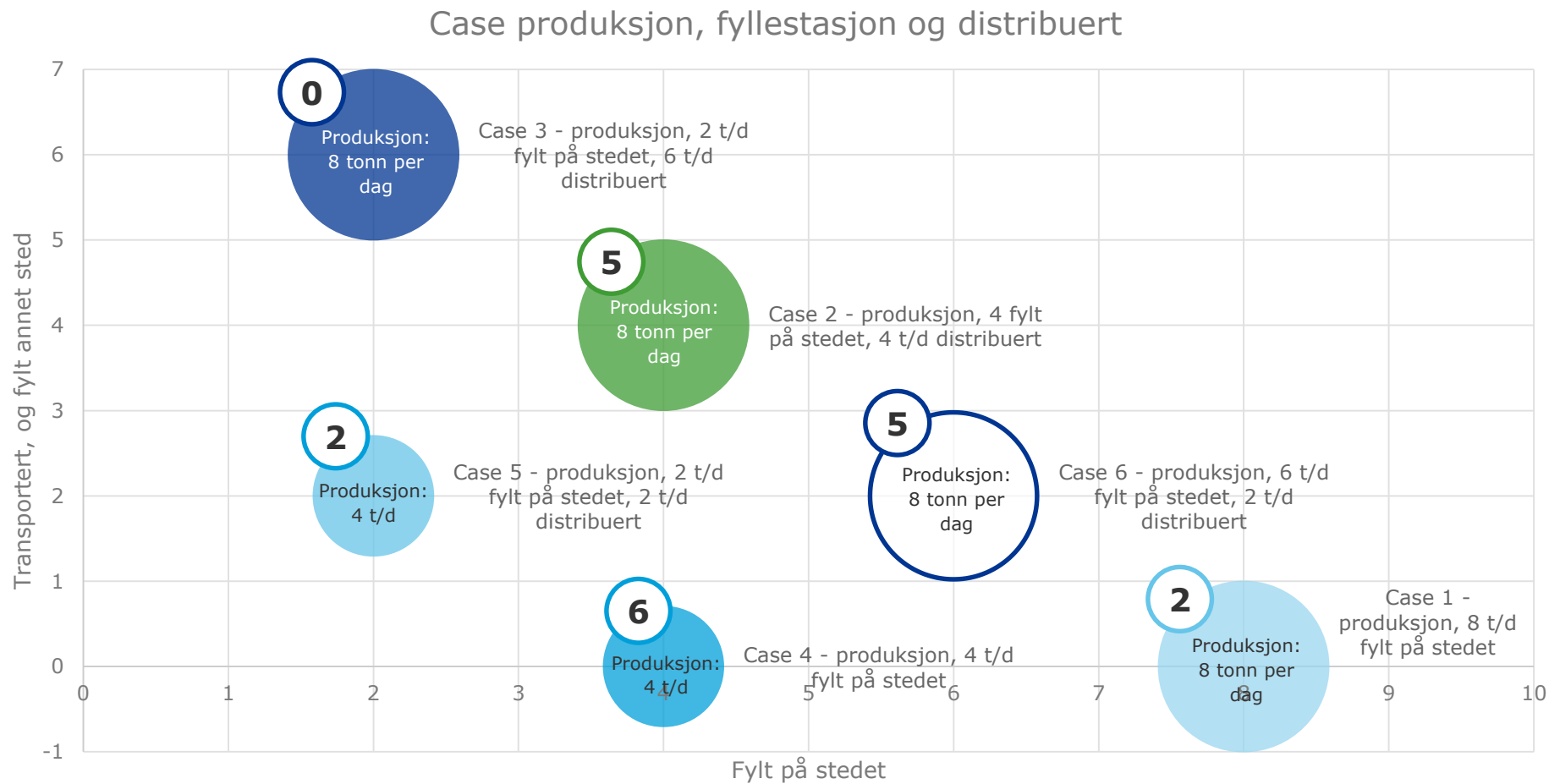


I studien har vi antatt at produksjonsanleggene vil ha en kapasitet på 1-8 tonn per dag. Modelleringen har vist at det er hensiktsmessig med noen større anlegg på 4-8 tonn per dag, hvor alle anleggene har en fyllestasjon i tilknytning til produksjonsanlegget.

Flertallet av produksjonsanleggene vil også ha utkjøring av kontainere til fyllestasjoner uten egenproduksjon. Et produksjonsanlegg kan ha utkjøring av 2-4 tonn per dag til flere fyllestasjonene, hvor hver av disse primært vil ha kapasitet på 1-2 t/d.

Antall av hvert case for scenariet for minimumskapasitet, totalt 20 cases

Case for produksjon med eller uten fyllestasjon, og volum transportert til fyllestasjon uten egenproduksjon, boblestørrelse produksjonskapasitet 8 eller 4 tonn per dag, tall i liten sirkel antall case



Executive summary

Grunnlagsdata for investeringskostnader

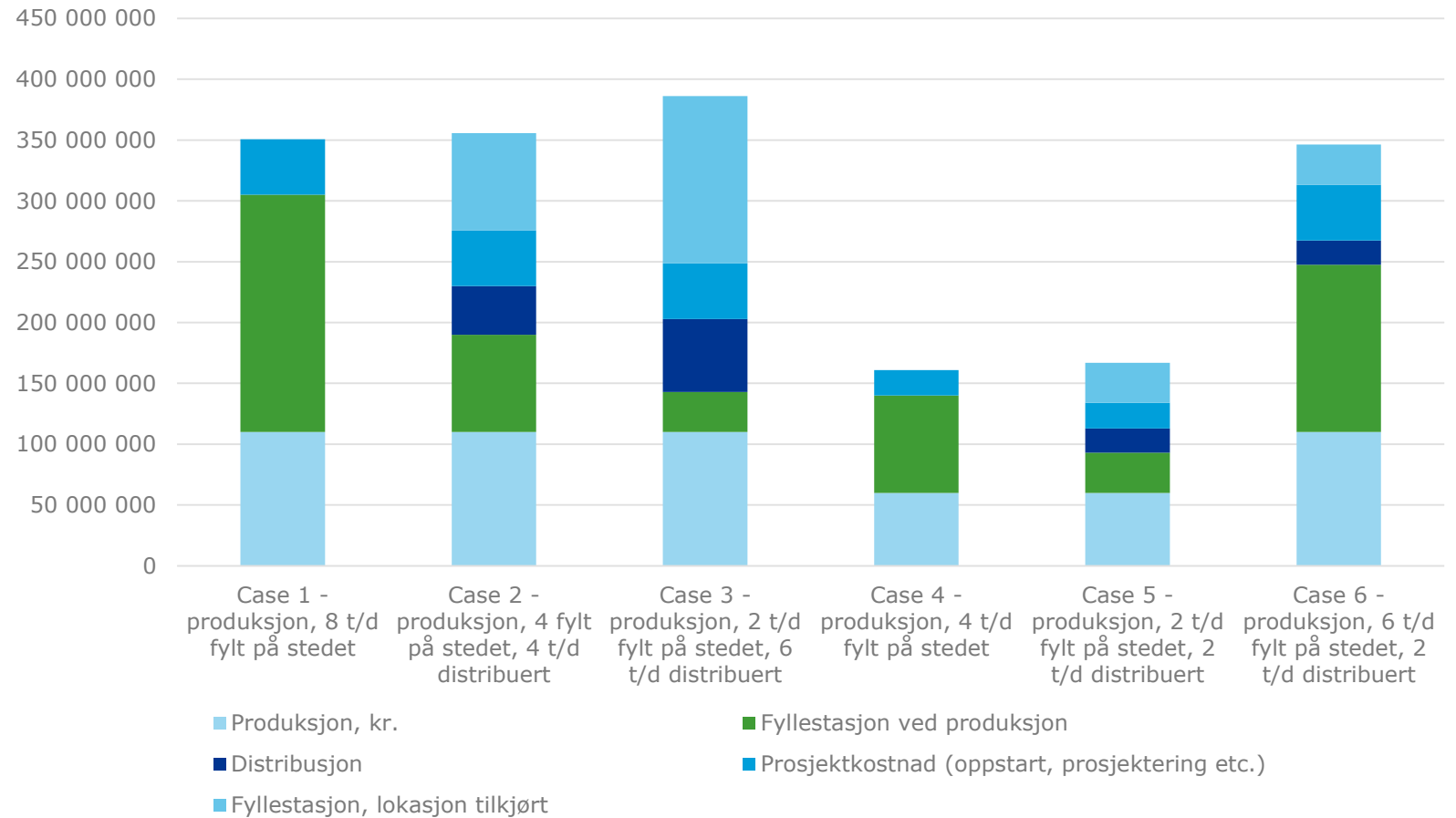
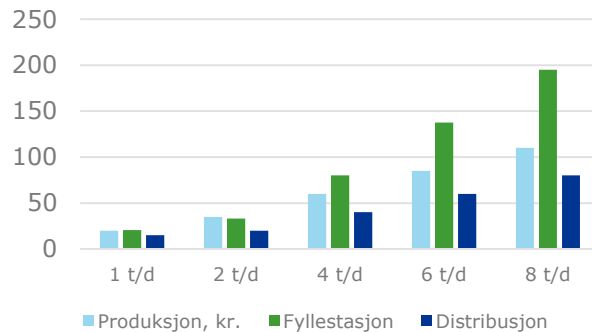
INVESTERINGER

Investeringskostnader enkeltstående anlegg, uten prosjektkostnader, med en usikkerhet på ±25% vises under. NEL estimerer 10-20% reduksjon i tillegg for kostnadene for 40-100 lokasjoner

- 1) Produksjonsanlegg med swap-kontainere, 20-110 MNOK for 1-8 tonn/dag
- 2) Fyllestasjon, 20-195 MNOK for 1-8 tonn/dag
- 3) Distribusjon med kontainer, 15-80 MNOK for 1-8 tonn/dag

Figuren til høyre viser kostnadsoppbygningen for ulike case som er blitt benyttet i studien.

Kostnader for enkeltstående anlegg og del av verdikjede i forhold til kapasitet per dag

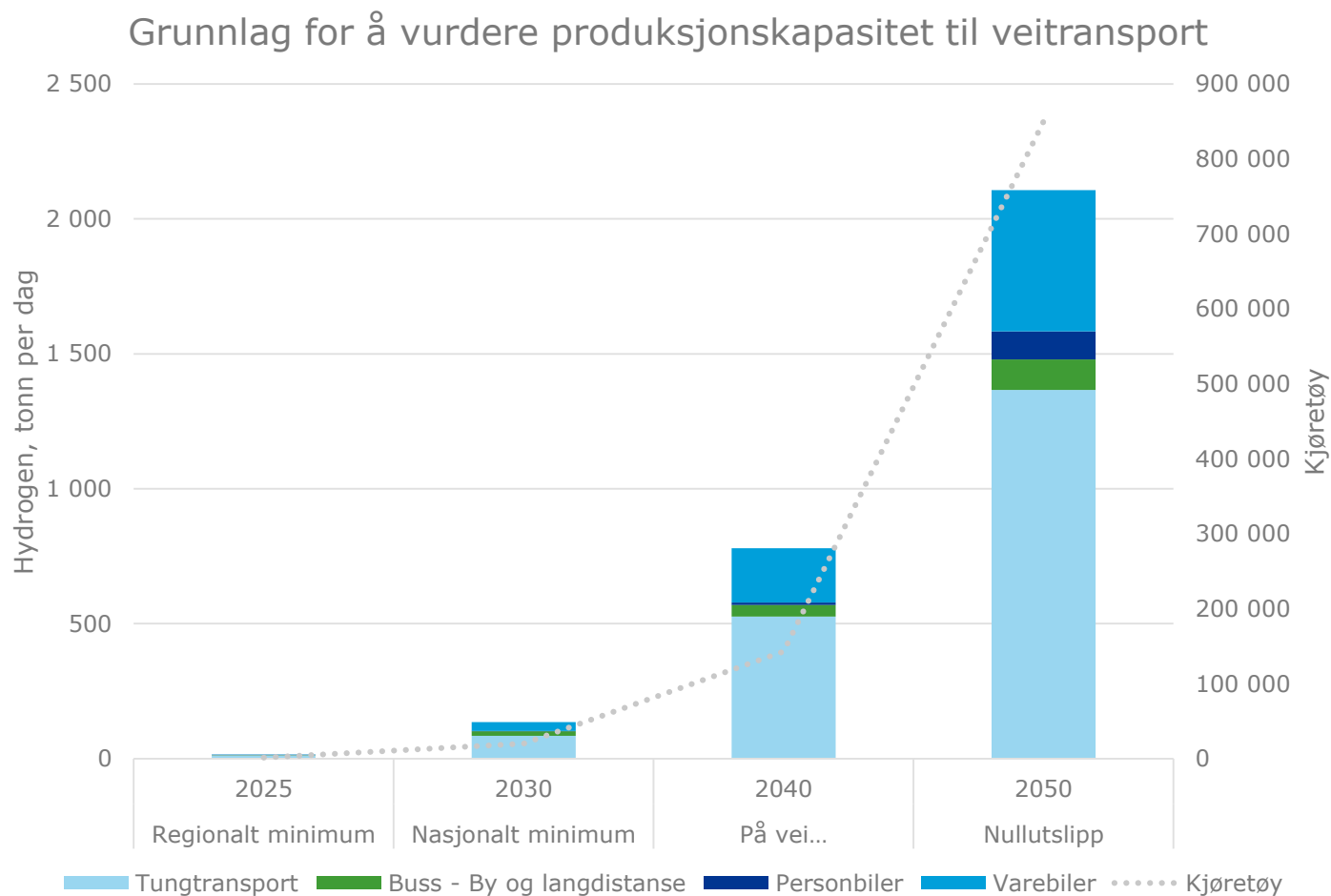


The background of the slide is a dark blue field filled with numerous translucent, glowing blue spheres and bubbles of various sizes. Some spheres are larger and more prominent, while others are smaller and more numerous, creating a sense of depth and movement. The lighting is soft, giving the bubbles a shimmering, ethereal quality.

Veien mot 2050

Fra minimumskapasitet til 2050 for veitransport

Hydrogenkapasitet beregnet ut i fra modellering av kjøretøy



Modellering

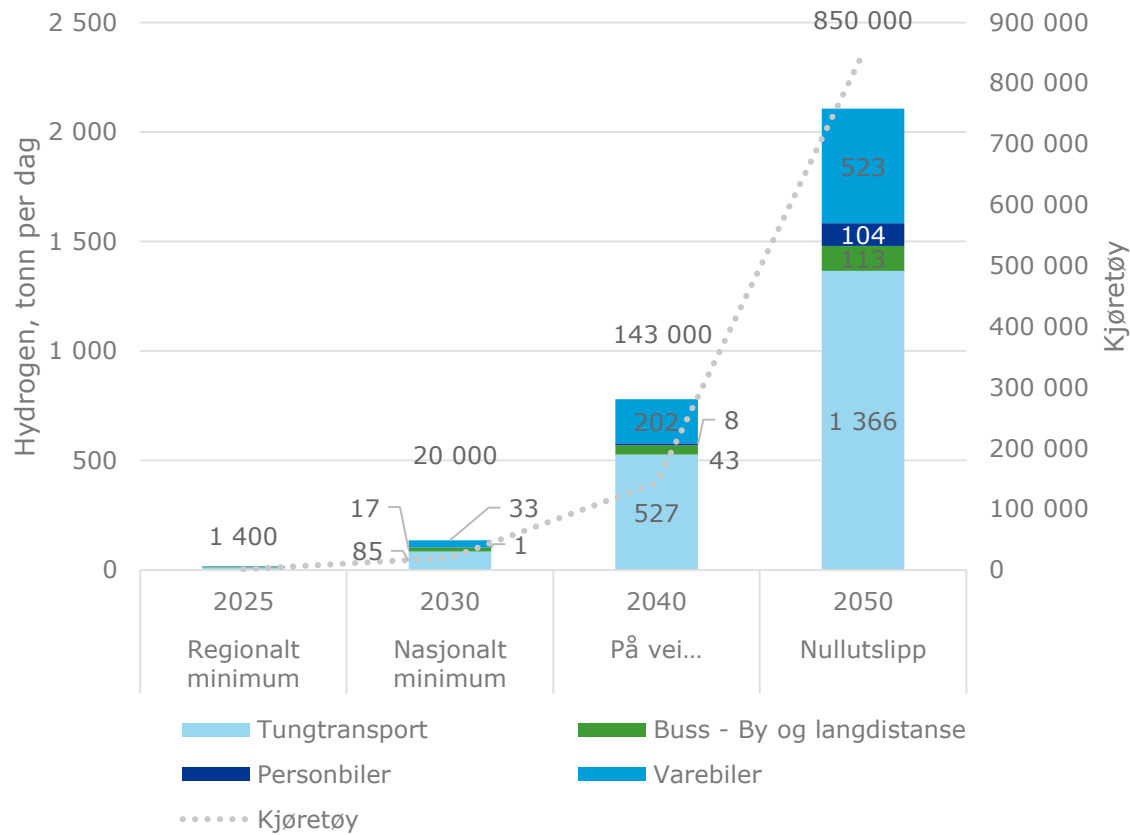
Figuren og grafen viser oppsummerte tall som resultat av modellering av den norske kjøretøy-parken. Andelen av hydrogenkjøretøy kan variere i forhold til hvor optimistisk scenarie man ser for seg, som kan påvirkes av regulatoriske virkemidler og insentiver, fjerning av barrierer, og kostnadsutvikling i hele verdikjeden. I 2030 har vi lagt til grunn 5% av energibehovet til tungtransport.

Scenarie	Regionalt minimum	Nasjonalt minimum	På vei...	Nullutslipp
År	2025	2030	2040	2050
Kjøretøy, hydrogen	1 400	20 000	143 000	850 000
Hydrogen-behov, av dagens energi til transport*	0,5 %	5 %	25%	60%
Hydrogen, tonn per dag	15	130	780	2 100
Hydrogen, tonn per år	5 400	49 200	284 400	768 300
Kan dekkes av antall 8 t/d anlegg	2	16	98	263

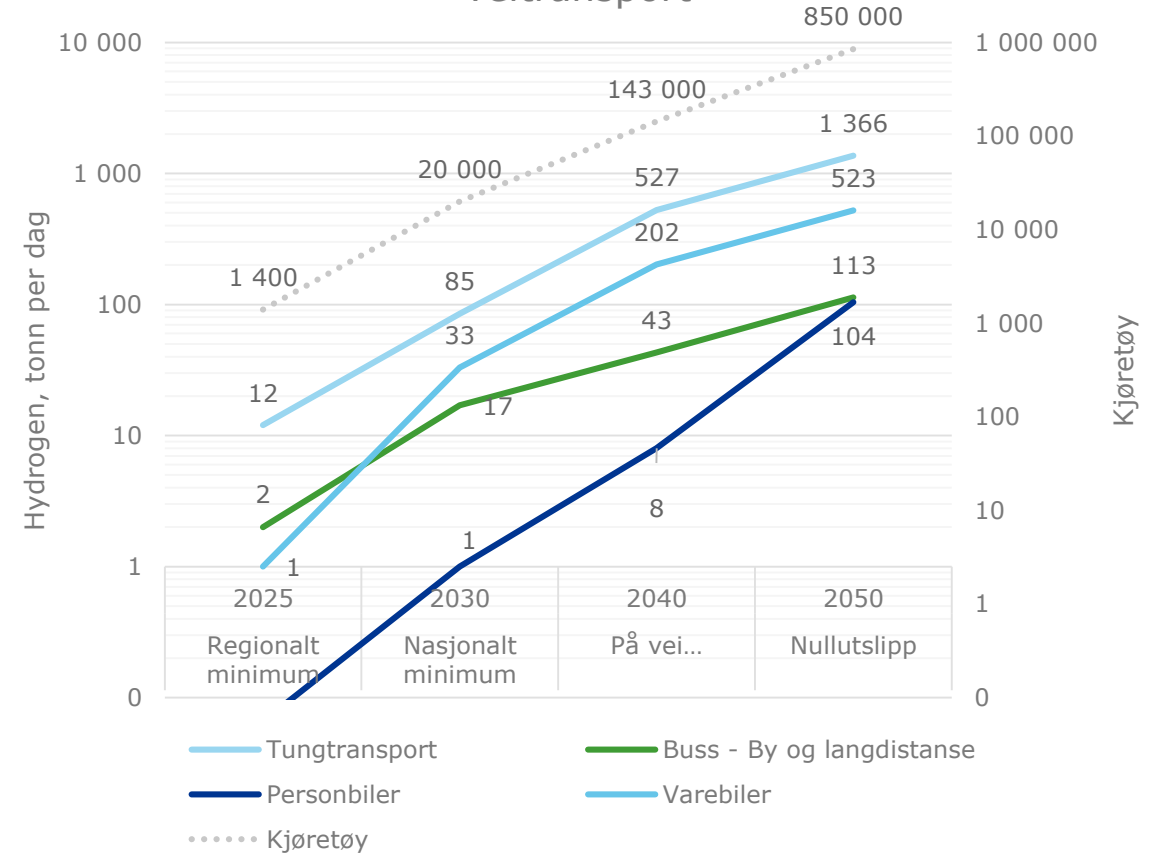
Fra minimumskapasitet til 2050 for veitransport

Hydrogenkapasitet beregnet ut i fra modellering av kjøretøy

Grunnlag for å vurdere produksjonskapasitet til veitransport



Grunnlag for å vurdere produksjonskapasitet til veitransport



Landtransport: fra minimumskapasitet til 2050

Detaljerte tall – bakgrunnstall for modellering og estimer framover

Totalt

Scenarie	Regionalt minimum	Nasjonalt minimum	På vei...	Nullutslipp
År	2025	2030	2040	2050
Kjøretøy	1 400	20 000	143 000	850 000
Andel av alle norske kjøretøy	0,04 %	1 %	4 %	25 %
Hydrogen, tonn per dag	15	130	780	2 100
Hydrogen, tonn per år	5 400	49 200	284 400	768 300
Kan dekkes av antall 8 t/d anlegg	2	16	98	263
Antagelser				

Tungtransport

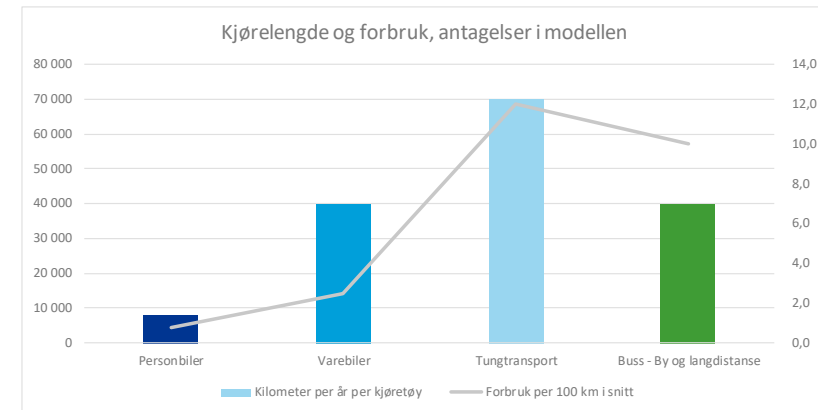
Scenarie	Regionalt minimum	Nasjonalt minimum	På vei...	Nullutslipp
År	2025	2030	2040	2050
Kjøretøy	500	4 000	23 000	59 000
Andel av flåte	1 %	5 %	32 %	82 %
Hydrogen, tonn per dag	12	85	527	1 366
Hydrogen, tonn per år	4 300	31 000	192 200	498 500
NTP-mål, nullutslipp nyregistrerte kjøretøy		50 %		
Antagelser	400 lastebiler 7,5-12 tonn, 50 lastebiler 12-40 tonn, 50 vogntog over 12 tonn			

Buss - By og langdistanse

Scenarie	Regionalt minimum	Nasjonalt minimum	På vei...	Nullutslipp
År	2025	2030	2040	2050
Kjøretøy	200	1 500	4 000	10 300
Andel av flåte	1 %	10 %	25 %	65 %
Hydrogen, tonn per dag	2	17	43	113
Hydrogen, tonn per år	800	6 000	16 000	41 000
NTP-mål, nullutslipp nyregistrerte kjøretøy	100 % bybusser	75 % langdistanse-busser		
Antagelser	26 % av bybusser benytter biodrivstoff, resten av bybusser benytter batterielektrisk 8 % av nyregistrerte busser er hydrogen Andel H2-langdistanse-busser av total bussflåte: 14 % Andel H2-bybusser av total bussflåte: 19 % Andel H2-langdistanse-busser av total bussflåte: 37 % Andel H2-bybusser av total bussflåte: 50 %			

Personbiler

Scenarie	Regionalt minimum	Nasjonalt minimum	På vei...	Nullutslipp
År	2025	2030	2040	2050
Hydrogen-kjøretøy	375	3 112	42 904	591 472
Andel av flåte	0,01 %	0,1 %	1,5 %	21 %
Hydrogen, tonn per dag	0,07	1	8	104
Hydrogen, tonn per år	24	200	2 750	37 850
NTP-mål, nullutslipp nyregistrerte kjøretøy	100 %			
Antagelser	30 % av bilparken som elbiler 50 % av bilparken som elbiler <10 % fossile og biobaserte kjøretøy Elbiler med og uten hydrogenrekkevidde-forlengere			



Varebiler

Scenarie	Regionalt minimum	Nasjonalt minimum	På vei...	Nullutslipp
År	2025	2030	2040	2050
Hydrogen-kjøretøy	300	12 000	74 000	191 000
Andel av flåte	0,01 %	0,4 %	3 %	7 %
Hydrogen, tonn per dag	1	33	202	523
Hydrogen, tonn per år	300	12 000	74 000	191 000
NTP-mål, nullutslipp nyregistrerte kjøretøy	100 %			
Antagelser	25 % av bilparken som elbiler 50 % av bilparken som elbiler <10 % fossile og biobaserte kjøretøy Elbiler med og uten hydrogenrekkevidde-forlengere			

Fremtidig scenario for maritim

Antall lokasjoner og behov for bunkring, frem mot 2050

2030

110 tonn H2 per dag
hvorav **28 tonn er trykksatt**
15% av drivstofforbruk

2040

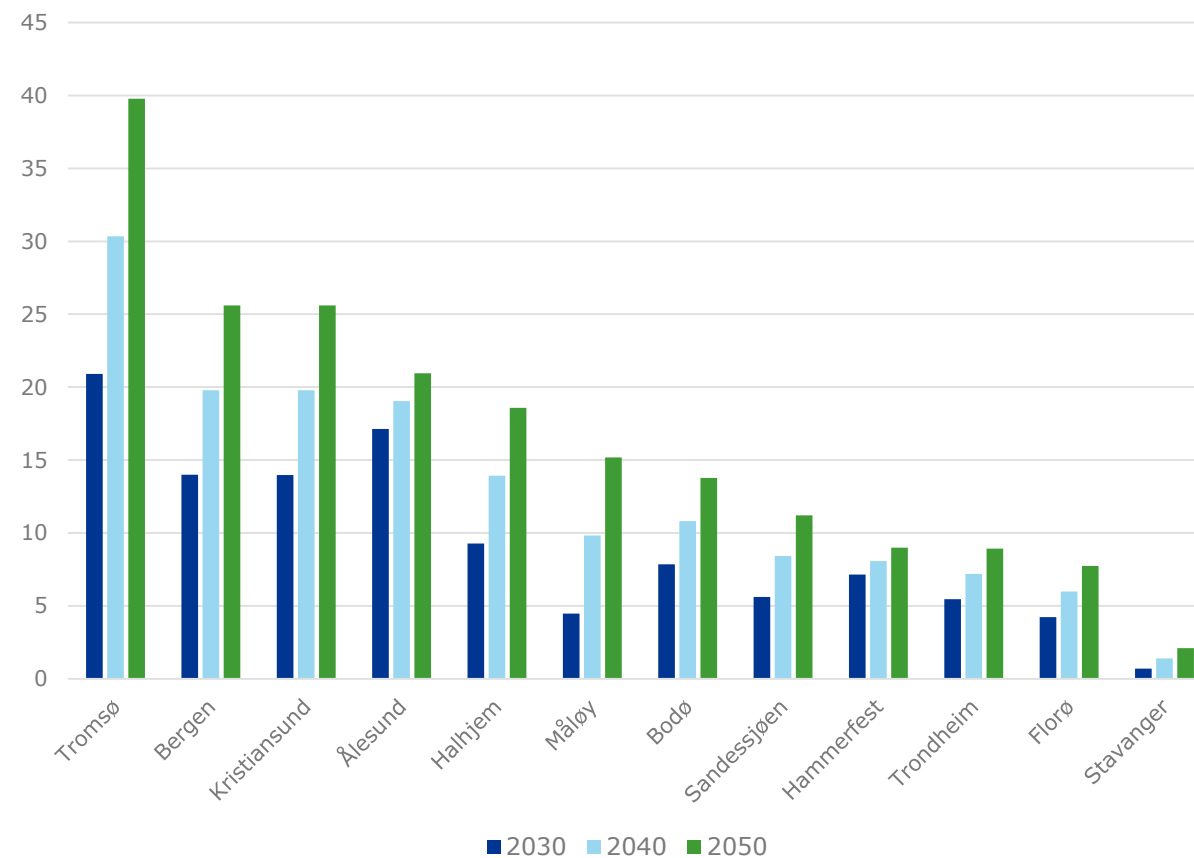
155 tonn per dag
hvorav **40 tonn er trykksatt**
20% av drivstofforbruk

2050

200 tonn per dag
hvorav **51 tonn er trykksatt**
30% av drivstofforbruk

Totalt hydrogenbehov per dag for maritim sektor trykksatt og flytende

Per havn



The background of the slide is a dark blue field filled with numerous translucent, glowing blue spheres and bubbles of various sizes. Some spheres are larger and more prominent, while others are smaller and more numerous, creating a sense of depth and movement. A solid blue horizontal bar is positioned across the middle of the image, containing the word 'Industri' in white text.

Industri

Hydrogen- infrastruktur Minimumskapasitet

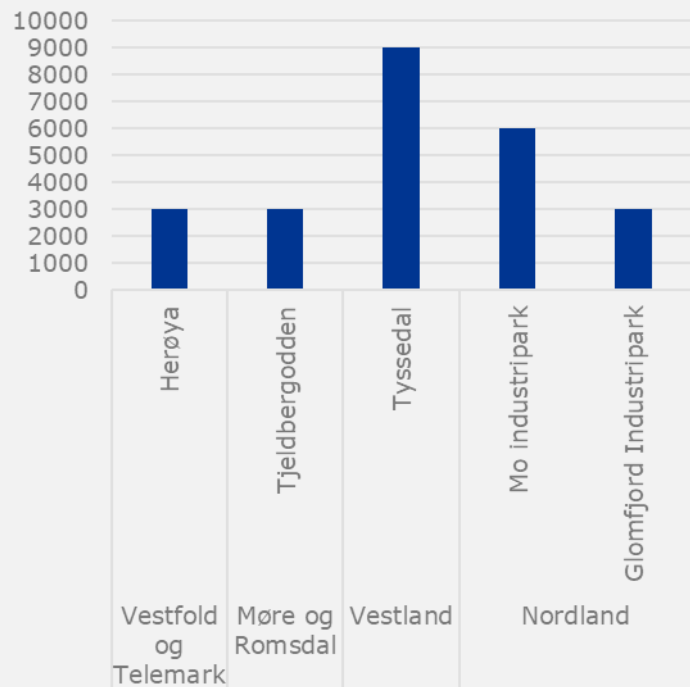
Industri - trykksatt H₂

25.000
tonn per år

68
tonn
per dag

5
lokasjoner egnet
for
samlokalisering

Lokasjoner, tonn per år



Investeringer 1 mrd. kroner

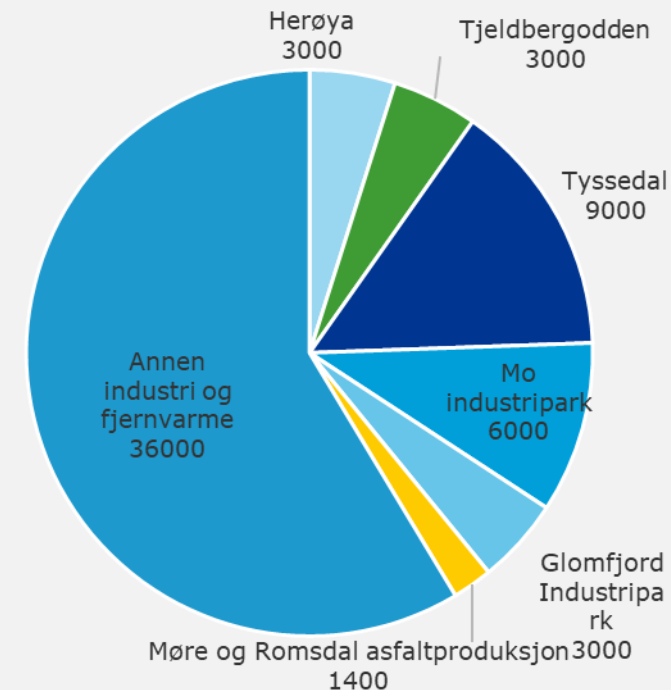
For å dekke 5 lokasjoner, og 25.000 tonn per år, vil investeringer for elektrolyse-kapasitet ligge på ca. 1 mrd. Dette inkluderer ikke skalafordeler på tre anlegg med større volumer enn 8 tonn per dag. Disse kostnadene kan være lavere pga. at det ikke er behov for kondisjonering eller kompresjon av gassen.

Landsdekkende potensial

60.000
tonn per år
**+35.000 økning
fra minimum**

168
tonn per dag
**+100 økning
fra minimum**

Beregnet generelt behov fra annen industri og fjernvarme, spredt på lokasjoner i hele landet



Industri med mulig hydrogenbehov for samlokalisering av produksjon

Optimistiske potensial for kapasitet fram mot 2030 og videre

Fylke	Sted	Selskap	Antagelse	Hydrogenbehov (tonn/år)	Produksjonskapasitet (tonn/dag)
Vestfold og Telemark	Herøya	Yara	Noe grønn hydrogenproduksjon	3000	8
Møre og Romsdal	Tjeldbergodden	Equinor og ConocoPhillips	Noe grønn hydrogenproduksjon	3000	8
Vestland	Tyssedal	Tizir	8000-10000 tonn/år	9000	24
Nordland	Mo i Rana	Mo Industripark (Celsa ++)	Ca 25% av dagens forbruk av gass og fyringsolje i prosess- og mineralindustribedriftene	6000	16
Nordland	Glomfjord	Glomfjord Industripark (Yara ++)	Estimert potensiale fra industri siden det allerede planlegges produksjonsanlegg til transport	3000	8
Nordland	Møre og Romsdal	Asfaltproduksjon	Potensiale fra mulighetsstudie	1400	4 (tilkjørt)
Beregnet generelt behov fra annen industri og fjernvarme (fordeles på lokasjoner rundt i landet)				36 000	100
Totalt (spesifikke lokasjoner + generelt behov fra annen industri og fjernvarme)				61 400	168
Andre planlagte produksjonslokasjoner	Mongstad (flytende hydrogen), Raggovidda (overskudd fra vindproduksjon), Meråker Næringspark				

Langsiktig optimistisk potensiale for industri

Grove og optimistiske anslag for potensial for konvertering til hydrogen mot 2050

Industri	Antagelse om konvertering av dagens energiforbruk	2030 (tonn/år)	2040 (tonn/år)	2050 (tonn/år)
Ikke-jernholdig metallindustri	Naturgass: 30% i 2030, 50% i 2040, 70 % i 2050.	4 100	6 800	9 600
Jernholdig metallindustri	Kull*, kullprodukter, olje og oljeprodukter: 30% i 2030, 35% i 2040, 50% i 2050.	28 300	33 000	37 700
Kjemisk industri	2030: 3000 tonn på Herøya og 3000 tonn på Tjeldbergodden. Antar at 50% av behovet på Herøya kan bli grønn hydrogen i 2040, 100% i 2050.	6 000	38 000	73 000
Annen produksjon	Naturgass: 20% i 2030, 40% i 2040, 60% i 2050. Olje og oljeprodukter: 5% i 2030, 10% i 2040, 15% i 2050.	8 900	17 800	26 700
Oljeraffinerier	Basert på analyse fra 1,5-gradersrapport (DNV GL)	12 000	24 000	24 000
Fjernvarme	Konvertering av dagens fyringsolje: 20 % i 2030, 30% i 2040, 40% i 2050.	2 100	3 100	4 200
Totalt	De spesifikke prosjektene på forrige slide er inkludert i 2030-antagelsene	61 400 (168 tonn/dag)	122 800 (336 tonn/dag)	175 200 (480 tonn/dag)

Langsiktig optimistisk høyt potensiale for industri

Orkdal (Elkem, Washington Mills)
 Hydrogenbehov: 0 tonn/år
 Produksjonskapasitet: 8 tonn/dag

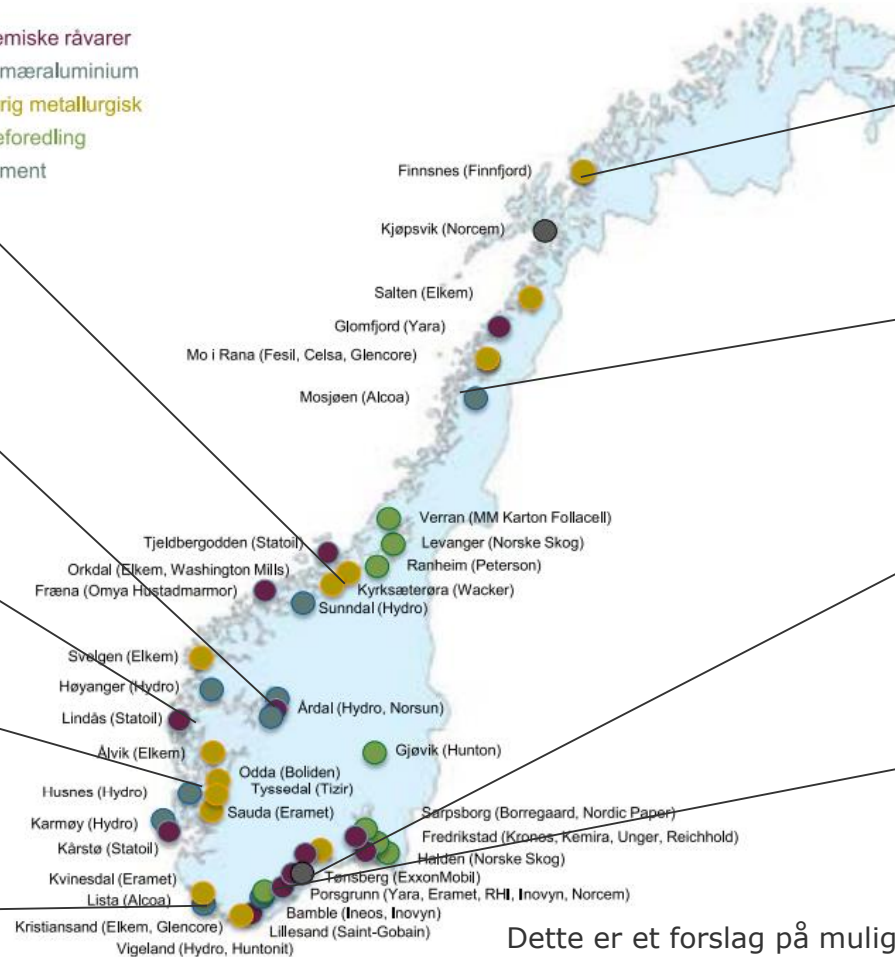
Årdal (Hydro)
 Hydrogenbehov: 4500 tonn/år
 Produksjonskapasitet: 12 tonn/dag

Mongstad (Equinor)
 Produksjonskapasitet: 16 tonn/dag

Anlegg på Vestlandet
 for behov fra industri generelt
 Produksjonskapasitet: 10 tonn/dag

Lista (Alcoa)
 Hydrogenbehov: 1500 tonn/år
 Produksjonskapasitet: 4 tonn/dag

- Kjemiske råvarer
- Primæraluminium
- Øvrig metallurgisk
- Treforedling
- Sement



Finnsnes (Finnfjord)
 Hydrogenbehov: 3000 tonn/år
 Produksjonskapasitet: 8 tonn/dag

Mosjøen (Alcoa)
 Hydrogenbehov: 4500 tonn/år
 Produksjonskapasitet: 12 tonn/dag

Slagentangen (Exxon mobil)
 Produksjonskapasitet: 16 tonn/dag

Bamble (Ineos, Inovyn, Nordetyl)
 Hydrogenbehov: 3000 tonn/år
 Produksjonskapasitet: 8 tonn/dag

Dette er et forslag på mulige lokasjoner for hydrogenproduksjon til industri. Lokasjoner er plukket ut basert på plassering (distribuert rundt i landet) og industriens energiforbruk. Hydrogenbehovet er overordnet beregnet basert på antagelser om mulig konvertering til hydrogen.

Synergieffekter mellom hydrogen til industri og transport

- Flere hydrogenforbrukere i ett område kan gi synergimuligheter og opphav til samlokalisering av produksjons- og lagringsanlegg.
- Det er flere synergimuligheter mellom hydrogen til industri og transport:
 - Innenfor ett geografisk område kan en benytte samme produksjonsanlegg for å levere hydrogen til både industri og transport. Slik samlokalisering kan redusere antall anlegg som må bygges kun for transportformål, og kan få produksjonsvolumet opp på et minimumsnivå for lønnsomhet. Et produksjonsanlegg knyttet til et industriforbruk kan dermed fungere som en hub for utkjøring til fyllestasjoner for transport.
 - Samlokalisering mellom industri og transport gir også mulighet for å utnytte en større del av produksjonskapasiteten ved overkapasitet, eller å overskuddshydrogen fra industri til transportformål.
 - Dette gir også muligheter for deling av investeringer og operasjonelle kostnader.
- Det er flere fordeler ved å etablere hydrogenproduksjon knyttet til industrilokasjoner. Strømnettet her er ofte allerede sterkt på grunn av høyt kraftforbruk fra industrien, og en kan dermed unngå eller redusere kostnader for nettoppgraderinger ved tilknytning av elektrolyseanlegg.
- En annen fordel er også sikkerhet, ved at industrilokasjonene er skjermet og har etablerte rutiner for risikohåndtering med sikkerhetsavstander. Dette er spesielt viktig ved volumer større enn 5 tonn lagret, i forhold til storulykkeforskriften.



The background of the slide is a dark blue field filled with numerous translucent, glowing blue spheres and bubbles of various sizes. Some spheres are larger and more prominent, while others are smaller and more numerous, creating a sense of depth and movement. A horizontal teal bar is overlaid across the middle of the image, containing the title text.

Mål og metode

Produksjonskapasitet og investeringskostnader for hydrogen - Prosjektets mål, vurderinger og resultater

OVERORDNET MÅL

Studien har et hovedfokus på det som må til av investeringer for å komme opp på et «minimumsnivå»

dvs. at hydrogen blir et reelt alternativ som drivstoff, både fordi det er tilgjengelig i alle fylker, men også fordi det er tilstrekkelig infrastruktur til at det ikke blir et argument mot anskaffelse av hydrogenkjøretøy. Analysen knyttes til klimamål i NTP.

KOSTNADSVURDERINGER

HYDROGEN-PRODUKSJON

Analyse av minst én stor produksjons-sentral i hvert fylke med lokal kraft, og synergier med maritimt og industri

HYDROGEN-STASJONER

Analyse av hydrogen-stasjoner som kan dekke alle typer innenlands transport-former

IMPLIKASJONER OG RINGVIRKNINGER

Vurderinger av behov for nettførsterkninger med kostnader

RESULTATER

Produksjonskapasitet for scenarier presenteres nasjonalt og fordelt på fylker og regioner

Investeringskostnader presenteres detaljert for et minimums-scenario, og overordnet for et godt utbygd, og nullutslipps-scenario

Investeringskostnader baseres på kostnadstall for produksjon av hydrogen, fyllestasjoner og distribusjon fra NEL og Hexagon

Prosjektets mål og gjennomføring

1 Nasjonale klimamål, og mål NTP i et 2025-30 perspektiv

Målene setter premisser for analysen med tanke på tidsperspektiv på utslippsreduksjoner og nullutslipp i transportsektoren



2 Kostnadstall for hydrogeninfrastruktur

NEL gir oppdaterte kostnadstall for typiske konfigurasjoner av fyllestasjoner og infrastruktur

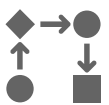


3 Transportbehov framover og andel elektrifisering

Data fra SSB og NTP benyttes for behovsanalyse, og antagelser utformes for måltall for hydrogenkjøretøy



Helhetlig analyse av scenarier



«Minimumsnivå» hydrogeninfrastruktur

Modellere behovet for investeringer for å komme opp på et «minimumsnivå» for hydrogeninfrastruktur for produksjon og fyllestasjoner slik at hydrogen blir et reelt alternativ som drivstoff. Utbredelsen og tilgjengelighet må være slik at det er attraktivt å anskaffe hydrogenkjøretøy i hele Norge.

Metode

Geografisk vurdering av hydrogenproduksjon og -fyllestasjoner fordelt over hele landet, knyttet til industribehov som grunnlast og logistikk-knutepunkt.

Resultater og presentasjon

Long list med stasjoner og produksjon, med kapasitet og kostnader, aggregeres opp til totalt investeringsbehov og kart-analyse med visualisering



Utrulling av hydrogeninfrastruktur

Analysen bygger på resultatene for et minimumsnivå for hydrogeninfrastruktur, men vil inkludere et kostnadsestimat for å nå nasjonale mål for transportsektoren. Dette inkluderer investeringsbehov for hydrogeninfrastruktur som kan dekke alle typer innenlands transportformer.

Metode

Benytte statistikk for antall kjøretøy og energibehov for transportsektoren, med overordnede antagelser om utskiftingstakt, som vil gi estimater for behovet som kan erstattes av hydrogen.

Resultater og presentasjon

Modell for hydrogenkapasitet nasjonalt, antall kjøretøy, inkludert high level vurdering av kostnader



Behov for nettoppgradering

Teamet vil vurdere behov for nettførsterkninger basert på grad av utbygd infrastruktur.

Metode

Analysen vil bli delt inn i to hoveddeler. Første del av analysen vil bestå av å se på tilgjengelig kapasitet i nettet for mulig infrastruktur basert på områder for kraftsystemutredninger i regionalnettet i Norge. Andre del vil analysere kostnader knyttet til oppgradering av nettet vha. anleggsbidrag.

Resultater og presentasjon

Tabell over fylker med angivelse av aggregerte kostnadsdata, med visualisering i kart så langt det er mulig. Tallene vil være representative for perioden 2025-30



Overordnet metode for analysene

Produksjonskapasitet og kostnader for komprimert hydrogen fra elektrolyse

TRANSPORT

Modellert energibehov for en flåte av ca. 1000 kjøretøy for regionalt behov i 2025 i Sør-Norge. Deretter 5% av kjøretøy-parken for en minimums produksjonskapasitet. Dette har blitt beregnet for fylker basert på statistikk for kjøretøy av ulike arter, trafikkarbeid, godstrafikk, befolkning og kilometer veier. NTP har vært veiledende for andeler av nullutslipps-kjøretøy for kjøretøykategoriene

MARITIM

Analyse av trafikkdata, type skip, havneforløp er grunnlag for et minimumsbehov for trykksatt hydrogen, i sammenheng med flytende hydrogen (LH₂) og ammoniakk. Investeringskostnader er beregnet for trykksatt med produksjon og bunkring, og kun elektrolysør-kostnader for et mulig volum av LH₂/NH₃.

INDUSTRI

Gjennomgang av de mest relevante lokasjonene med en shortlisting av case, for mulig samlokalisering med transport. Grove overordnede anslag for potensial for hydrogenbehov er estimert, med tilhørende kostnader kun for elektrolysekapasitet.

Langsiktige optimistiske potensial er i tillegg beregnet, med en generell top-down analyse av energibruk i industrien.

NETTANALYSER

Vurderinger av konsekvenser for nettet i Norge av hydrogen, også i forhold til hurtiglading av batterielektriske kjøretøy. Kostnad for investeringer i utbygging av nettet er modellert med fokus på landtransport og maritim. Nettoppgraderinger for industri er ikke beregnet da vi antar at det er lite eller ingen investeringsbehov.

KOSTNADSMODELL

Investeringskostnader oppgitt av NEL og Hexagon, med ±25% usikkerhet for ulike case, er blitt benyttet. Skalaeffekter på 15% reduksjon er benyttet.

- 1) produksjons-anlegg med swap-kontainere
- 2) fyllestasjon i tilknytning til produksjonsanlegg, og
- 3) distribusjon med fyllestasjon med kontainere for kapasiteter på 1, 2, 4 og 8 tonn per dag

Overordnet metode for analysene

Fokus: Komprimert hydrogen fra elektrolyse

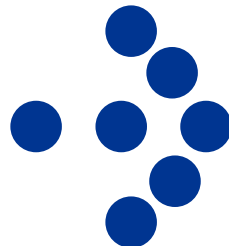
Landtransport



Industri



Maritim



Antagelser
NTP-mål for 2025 og 2030 har vært et grunnlag for vurdering av energibærere for kjøretøyparken

To scenarier for minimum
En flåte på 1000 laste- og varebiler i Sør-Norge har vært utgangspunkt for et regionalt scenario i 2025. Nasjonalt har 5% vært modellert for et 2030-perspektiv. Tungtransport har vært en hoved-driver for analysen

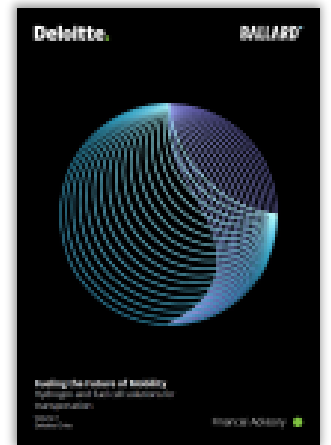
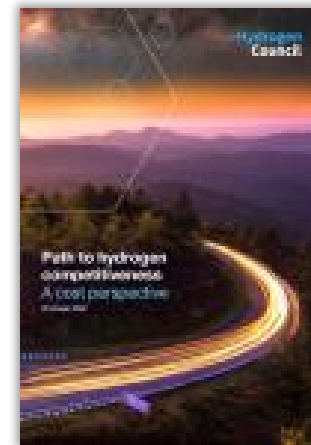
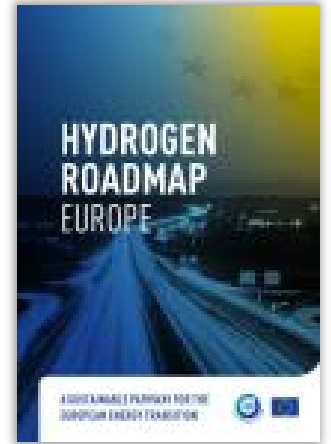
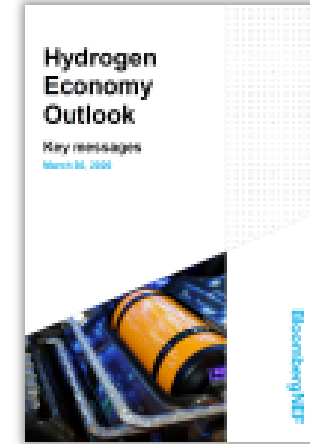
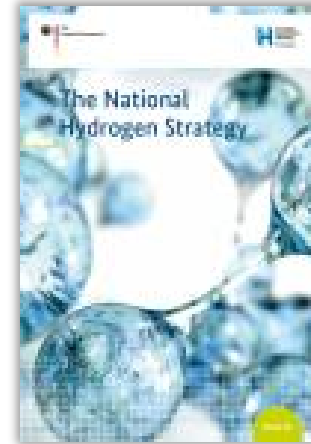
Geografisk behov
for fylker har tatt grunnlag i godstransport, befolkning og kilometer veier, samt truck-stops med døgnhvileplasser. Samlokalisering ihht. industricase og havner

Analyse av effekt-uttak
i forhold til antall lokasjoner med ulik produksjonskapasitet, og tilhørende investerings-behov for nettoppgradering

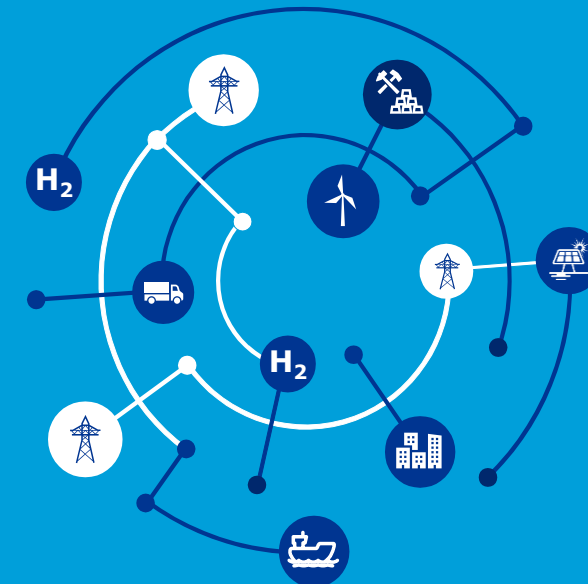
Kostnader summert for antall og type case
for produksjonskapasitet med fyllestasjon, og med utkjøring av containere til fyllestasjoner uten egenproduksjon

Rapporter som er gjennomgått og vurdert for hydrogeninfrastruktur, kostnader og veikart

- I tillegg til nasjonale hydrogenstrategier, gamle og nye, og den norske strategien fra 2020, har vi gjennomgått teknologiveikart og rapporter som definerer mulighetsrom og barrierer, konsekvenser og implikasjoner med fordeler for hydrogen i ulike sektorer
- Forsidene til høyre viser et utvalg av de siste rapportene fra det siste året som vi mener har et viktig innhold og en god gjennomgang av hva som må til for å etablere hydrogen produksjon og fyllestasjoner, med kostnader og ringvirkninger
 - Tysk nasjonal hydrogen strategi 2020, Federal Ministry for Economic Affairs and Energy
 - Path to hydrogen competitiveness - A cost perspective - Hydrogen Council, 2020
 - The future of Hydrogen, IEA, 2019
 - Hydrogen Roadmap Europe, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, 2019
 - Hydrogen Economy Outlook, Bloomberg NEF, 2020
 - Fueling the Future of Mobility, Deloitte, 2019
- Se egne slides med en oppsummering av disse publikasjonene.



Ved spørsmål eller behov for avklaringer ta gjerne kontakt for en presentasjon og gjennomgang



Magnus Killingland MSc./MBA
Prosjektleder / Principal Consultant
E-post: magnus.killingland@dnvgl.com
Mobil: +47 99 60 26 90

Tore Eliassen
Avdelingsleder Energimarkeder og Teknologi
E-post: tore.eliassen@dnvgl.com
Mobil: +47 414 62 756

www.dnvgl.com

SAFER, SMARTER, GREENER

The trademarks DNV GL®, DNV®, the Horizon Graphic and Det Norske Veritas® are the properties of companies in the Det Norske Veritas group. All rights reserved.