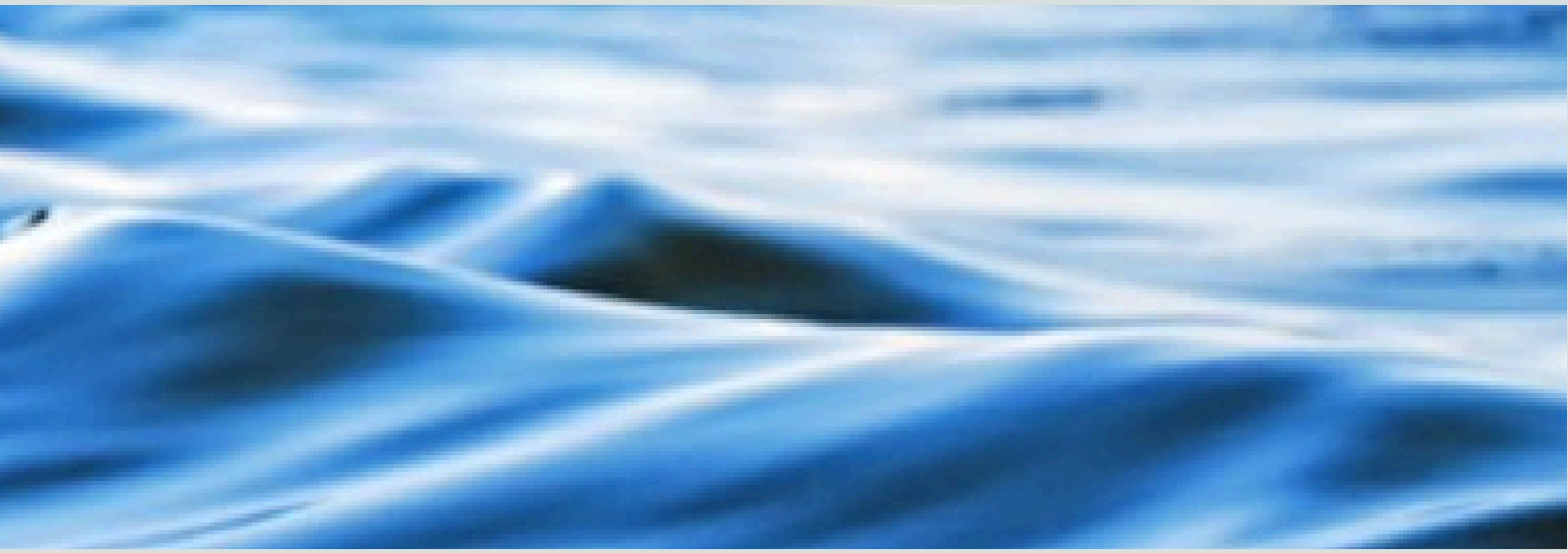
2025

HYDROGEN INFRASTRUKTUR I JYLLANDSKORRIDOREN



Grønn Jyllandskorridor

Interreg
Medfinansieret af
Den Europæiske Union
Öresund-Kattegat-Skagerrak

Indholdsfortegnelse

1. Introduktion ... 1
1.1 Projektet: Grønn Jyllandskorridor ... 1
1.2 Arbejdspakken: Hydrogeninfrastruktur i Jyllandskorridoren ... 1
2. Afgrænsning ... 1
2.1 Direkte og indirekte elektrificering ... 1
2.2 Biobrændsler ... 1
2.3 Togtransport ... 2
3. Brændstofmuligheder ... 2
3.1 Hydrogen ... 2
3.2 Metanol ... 4
3.3 Ammoniak ... 5
4. Hydrogeninfrastruktur i Jylland ... 6
4.1 Energinet ... 6
4.2 Evida ... 8
4.3 Skagerak Hydrogen Backbone ... 9
4.4 Opsamling ... 10
5. PtX på havne ... 11
5.1 Bunkering og tankning ... 11
5.2 Opsamling ... 13
6. Vejtransport ... 14
6.1 Placering af tankstationer ... 14
6.2 Drivende lastbilteknologier til at reducere emissioner fra vejtransporten ... 16
7. Økonomisk evaluering (Status på den danske hydrogeninfrastruktur) ... 17
7.1 Reetablering af AFIR HRS netværk ... 19
8. Hydrogeninfrastruktur i Syd-Norge ... 20
9. PtX i havnene ... 21
9.1 Bunkring og tanking ... 21
9.2 Havnepotensialer ... 21
9.3 Energiproduktion på havne ... 22
10. Vejtransport ... 22
10.2 Drivende lastbilteknologier til at reducere emissioner fra vejtransporten ... 22
11. Konklusion ... 24
12. Perspektivering: Skagerrak Hydrogen Backbone forbinder Skandinavien med Europas grønne hydrogenfremtid ... 25

1. Introduktion

1.1 Projektet: Grønn Jyllandskorridor

Denne rapport er en del af samarbejdsprojektet *Grønn Jyllandskorridor* og har til formål at præsentere resultaterne af arbejdspakke *3.3 Hydrogeninfrastruktur i Jyllandskorridoren*. Jyllandskorridoren er betegnelsen for det transportnet, som forbinder Sydnorge, Vestsverige og Jylland med Centraleuropa. Det inkluderer store mængder gods og passagerer, som hver dag fragtes via vej, jernbane og søfart.

Grønn Jyllandskorridor er et samarbejdsprojekt med 26 danske og norske projektpartnere. Med henblik på at sikre bæredygtig vækst og udvikling i Jyllandskorridoren er det nødvendigt, at transporten effektiviseres og bliver uafhængig af fossile brændsler. Jyllandskorridorens falskehalse og udviklingspotentialer skal adresseres og transporten skal omstilles til bæredygtige brændstoffer. Grønn Jyllandskorridor har derfor til formål at bidrage til udviklingen af klimavenlig og effektiv transport i Jyllandskorridoren.

Find mere information om Grønn Jyllandskorridor på: https://gronnjyllandskorridor.rn.dk/

1.2 Arbejdspakken: Hydrogeninfrastruktur i Jyllandskorridoren

Grønn Jyllandskorridor består af en række arbejdspakker herunder arbejdspakke *3.3 Hydrogeninfrastruktur i Jyllandskorridoren*. Arbejdspakken bygger videre på den forudgående kortlægning af godsstrømmene i Jyllandskorridoren, som blev foretaget i arbejdspakke 2. På den baggrund fastlægges velegnede placeringer til tankstationer med bæredygtige brændstoffer. Beliggenheden af tankstationerne skal tage hensyn til både planerne for hydrogeninfrastruktur i Sydnorge og Jylland og placeringen af behovet for bæredytige brændstoffer.

2. Afgrænsning

2.1 Direkte og indirekte elektrificering

Transport kan omstilles gennem direkte og indirekte elektrificering. Ved direkte electrificering bruges strømmen direkte og konvertering til andre brændstoffer er ikke nødvendig. Det er derfor den mest effektive måde at omstille transporten. Direkte elektrificering er dog ikke mulig i alle tilfælde, da energitætheden i batterier er relativ lav i forhold til, hvad der er behov for. Det er særligt problematisk for tung transport og langdistancetransport, som kræver brændstoffer med høj energitæthed.

Hvor direkte elektrificering ikke er muligt, kan indirekte elektrificering erstatte fossile brændsler. Ved indirekte elektrificering konverteres el til hydrogen, som kan bruges direkte eller syntetiseres med CO_2 eller nitrogen og danne e-brændstoffer. Hvis strømmen kommer fra vedvarende energikilder og CO_2en er fra en biogenkilde, kan brændstoffet betegnes som klimaneutralt og bidrager ikke til at accelerere den globale opvarmning. Da denne rapport fokuserer på omstillingen af godstransport i Jyllandskorridoren afgrænses analysen til e-brændstoffer.

2.2 Biobrændsler

Udover elektrificering kan transport omstilles til biobrændstoffer f.eks. biodiesel og bioethanol. Omstilling til biobrændstoffer indebærer dog bæredygtighedsmæssige komplikationer, da biomasse er en begrænset ressource. Hvis eksisterende landbrugsjord omstilles til dyrkning af afgrøder til produktion af biobrændstoffer, kan det resultere i stigende fødevarepriser. Hvis ny landbrugsjord tages i brug, kan det fortrænge naturområder. Produktion af biobrændstoffer kan også baseres på restprodukter fra industrien f.eks. brugt fritureolie. Tilgængeligheden af anvendelige restprodukter er dog begrænset, og derfor er der en øvre grænse for bæredygtig produktion af biobrændstoffer. På den baggrund afgrænses analysen fra omstilling via biobrændstoffer.

2.3 Togtransport

Det er den gængse opfattelse at det vil være mest hensigstmæssigt at electrificere togtransporten. Det formodes, at jernbaneselskaberne allerede har besluttet, at elektrificering vil være den bedste løsning for dem, og derfor er det unødvendigt at belyse alternative løsninger i forhold til togtransport i denne rapport. Afgrænsningen fra togtransport skal dog begrundes og dokumenteres i form af interviews med jernbaneselskaberne, hvilket foretages gennem den parallelt udførte rapport "Bæredygtig omstilling af godstog". Denne rapport undersøger potentialerne for reduceringer af drivhusgasser på de store dele transport netværket, og vil pege på de bedste løsninger til at udnytte emissionsfrie alternativer for godstransporten med tog indenfor den Grønne Jyllandskorridor.

I Norge er fremdeles kun 50 % av banenettet elektrifisert og godstoglokomotivene er gjerne diesel (sjekke med Sigbjørn)

3. Brændstofmuligheder

3.1 Hydrogen

Hydrogen er et af de mest forekommede grundstoffer på jorden. Alligevel snakker vi i dag om dyre teknologier til at producere hydrogen til energilagring af overskydende elektricitet. Dette er grundet hydrogens fremkomst i bindinger med andre molekyler, og altså ikke som H2 molekylet som kan udnyttes som brændsel eller mere energiholdige e-brændsler eller "hydrogen carriers" som metanol, metan eller ammoniak. Den primære "grønne" metode til at producere hydrogen er i dag ved hjælp af elektrolyse hvor vandmolekyler splittes til hydrogen og ilt. Hydrogen kan ses som et alternativ til batterilagring af overskydende grøn strøm fra det danske elnet, der desuden har egenskab som grønt brændstof til transporten og råvare i mange industrielle processer.

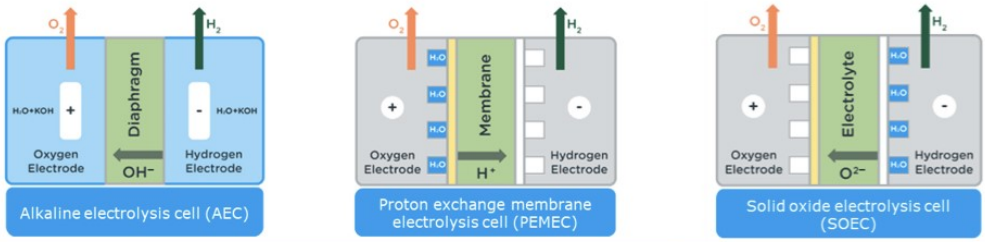
Hydrogen farver:

Farve	Navn	Produktionsmetode	CO_2-udledning
	Brun brint	Kulforgasning	Meget høj
	Grå brint	Dampreformering af naturgas (uden CO_2-fangst)	Høj
	Blå brint	Dampreformering med CO_2-fangst (CCS)	Middel (afhængig)
	Turkis brint	Bio Metan pyrolyse (fast kulstof)	Lav til middel
	Pink brint	Elektrolyse drevet af atomkraft	Lav
	Gul brint	Elektrolyse med solenergi	Meget lav
	Grøn brint	Elektrolyse med 100 % vedvarende energi	Ingen
	Hvid brint	Naturligt forekommende i undergrunden (ikke produceret)	Ingen/ubetydelig

Der er på nuværende tidspunkt tre typer af vandelektrolyse til produktion af hydrogen på markedet. Den mest modne af disse er på nuværende tidspunkt "alkaline electrolysis cell" (AEC). AEC elektrolyse bruges i mange produkter grundet dens kommecielt dokumenterede troværdighed i produktion og levetid.

AEC teknologien er med dens modenhed generelt den billigste løsning til at producere hydrogen, men har ulemper relateret til dens opstartstid fra både kold- og varm opstart. Dette kan i nogle elektrolysesystemer være problematisk hvis man som producent har meget svingende elektricitetspriser og derfor bliver nødt til at være fleksibel i sin produktion. Det kan antages at en stor del af hydrogen-produktions prisen vil være en afspejling af elektricitetsprisen, og i mindre grad teknologirelaterede omkostninger. Som en alternativ løsning kan det i nogle tilfælde være relevant at bruge en proton exchange membrane electrolysis cell (PEMEC) i stedet, da denne kan skifte op og ned i produktionslast inden for sekunder, og derfor reagere i samspil med skiftende elektricitetspriser. Den sidste teknologi, solid oxide electrolysis cell (SOEC), er på nuværende tidspunkt den dyreste af de tre teknologier, men er også den nyeste og mindst udviklede. SOEC har den længste opstartstid af alle typer elektrolyse grundet drift ved meget høje temperaturer. På trods af den manglende udvikling i SOEC elektrolyse, har denne i fremtiden et stort potentiale som en energieffektiv løsning til produktion af grøn hydrogen, hvis den nødvendige restvarme kan anskaffes ved høje temperaturer.

Types of electrolysers



Type	Low temperature		High temperature
	Alkaline electrolysis cell (AEC)	Proton exchange membrane electrolysis cell (PEMEC)	Solid oxide electrolysis cell (SOEC)

Hydrogen har den højeste brændværdi af alle traditionelle brændstoffer, hvilket beskriver hvor meget energi der udledes ved afbrænding. Sammenlignet med diesel eller benzin er hydrogen over tre gange så energiholdig per kilogram. Den store ulempe for hydrogen er forbundet med lagring og transport, da hydrogens massefylde er meget lav ved atmosfærisk tryk. Elektrolyseprocessen kan delvist tryksætte hydrogen til et mere tæt brændstof, men det krævne tryk til transportbrændstof er stadig relativt krævende. Håndtering af hydrogen kræver en række sikkerhedsovervejelser som følge af at være den letteste gasart. Hydrogen er langt lettere end luft, hvilket kan resultere i lekage af hydrogenbeholdning. Lekage skal derfor sikres imod med sensorer, da hydrogens mangel på farve eller lugt gør det umuligt for mennesker at opfange. Samlet set hæves omkostningerne forbundet med sikkerhedshåndtering og transport af hydrogen sammenlignet med andre gasser, men der arbejdes fortsat standardiserede processer for at optimere sikker håndtering af hydrogen.

I takt med eksisterende EU lovgivning pålægges bilproducenterne i Europa at reducere de gennemsnitlige udledninger fra salg af nye personbiler med 55 procent i 2030 og 100 procent i 2035. For godstransport ved brug af varebiler skal nysolgte lastbiler udlede 50 procent mindre i 2030 og også en 100 procent reduktion i 2035. Det har i den forbindelse i mange år været diskuteret blandt den generelle befolkning, samt både politisk og akademisk, hvilken transport-teknologi der kommer til være at den dominerende blandt person -og varebiler.

Energistyrelsen forventer på nuværende tidspunkt en dominerende adoption af elbiler blandt den danske befolkning, som i stigende grad erstatter diesel -og benzin biler, men også plug –in hydridbiler frem mod 2035. Hydrogendrevne biler har i de seneste år haft svært ved at komme ind på det danske personbils-marked. Årsagen til dette kan blandt andet være dyrere priser på tankning og bilen selv. Infrastrukturen til tankning af hydrogen drevne biler har ligeledet været mangelfuldt sammenlignet med ladningsmuligheder for elbiler. For at bekæmpe dette, har firmaet Everfuel i de seneste år inversteret i hydrogentankstationer, men måtte lukke alle stationer ved udgangen af 2023 inden de blev igangsat grundet manglende efterspørgsel. Det kan derfor som antages at hydrogen ikke vil spille en stor rolle i den grønne omstilling af persontransport sektoren. Hydrogen personbiler lider store konverteringstab fra elektricitet til bevægelse, og har derfor svær konkurrence mod elbilen. Lastbiler kræver derimod store mængder af energi som kan transporteres på relativt lidt plads uden at veje for meget. Batteriervil i mange sammenhænge kunne drive en lastbil over lange distancer, men den tilgængelige vægt til gods vil være markant reduceret grundet dårlig energitæthed ved batterier. . I disse tilfælde ville hydrogenlastbilen være et godt alternativ, især over lange distancer og når der krydses grænser

3.2 Metanol

Hydrogens udfordringer med at finde teknologier til at lagre det lette molekyle på en fornuftig økonomisk måde, giver anledning til at lede efter alternativer til tung transport over lange distancer som skibsfarten og flysektoren. E-brændstoffer, eller elektro-fuels, er en fælles betegnelse for bæredygtige brændstoffer produceret fra grøn strøm som skal supplere elektrificeringen af blandt andet transport og industri under den grønnne omstilling. Fælles for mere energitætte e-brændstoffer er hydrogen som bindeled til andre molekyler som CO2 (kuldioxid) og N2 (kvælstof). E-Metanol er et af de omdiskuterede alternativer til hydrogen når det kommer til dekarbonisering af skibsfarten.

Metanol bruges i dag til industrielle formål som fremstilling af kemikalier, pesticider og som opløsningsmiddel i farmaceutiske produkter. Metanol fremstilles ved en syntetisk reaktion mellem hydrogen og carbonmonoxid eller carbondioxid. Metanolen renses og distilleres derefter for at opnå en høj renlighed. Under traditionel fremstilling af metanol produceres hydrogen til metanolsyntese gennem processen dampreformering. Denne proces er meget CO2 udledende da et kulstofholdigt produkt som naturgas eller kul splittes til hydrogen og CO2 under høje temperaturer og tryk. Ved e-metanol produceres hydrogen i stedet fra elektrolyse baseret på vedvarende energikilder. Størstedelen af verdens hydrogenproduktion er dog stadig baseret på den førnævnte damprefomeringsproces, også kendt som “grå hydrogen.” Denne proces er en anerkendt og prisfornuftig metode til at producere hydrogen, hvilket gør det svært at være konkurrencedygtig for elektrolysepoduceret hydrogen.

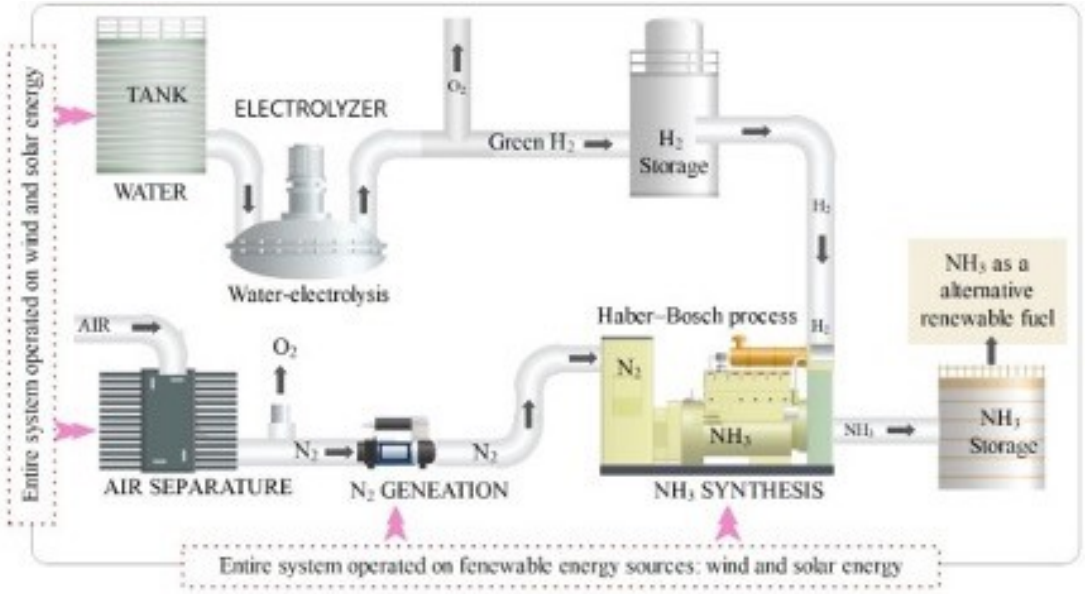
Metanol har en række egenskaber som kan løse problemer med dekarboniseringen af fly –og skibsfarten, men står også overfor en række udfordringer med at gøre metanol prisvenligt og bæredygtigt. E-metanol kræver eksempelvis store mængder af CO2, hvilket er et usikkert marked på nuværende tidspunkt. Dette har European Energy erfaret under konstruktionen er deres helt nye e-metanol anlæg ved Kassø i Aabenraa kommune. Anlægget producerer metanol til det første CO2 neutrale tankskib fra Mærsk, samt LEGO og Novo Nordisk, og skal indsamle erfaringer med at være et af verdens førende producenter af bæredygtige brændstoffer. På nuværende tidspunkt er en af de store ulemper ved at omlægge fra fossile brændstoffer til e-metanol den mindre brændsværdi i metanol. Det tager cirka dobbelt så meget metanol (20 MJ/kg) for at drive et tankskib i forhold til tung bunkerolie (~40 MJ/kg).

For at e-metanol kan klassifiseres som et bæredygtigt brændstof skal der leves op til en række EU-satte krav i forhold til direktivet for "renewable fuels of non-biological origin" (RFNBO). Dette skyldes at e-metanol indeholder CO2, og man vil gerne holde den biogene CO2, fra eksempelvis biogas, i samme kredsløb. RFNBO må således ikke indeholde fossilt opfanget CO2, og derudover skal elektriciteten til hydrogen fra elektrolyse også bestå af minimum 90 procent vedvarende energi. EU målsætningen er at incentivere CO2 udledende virksomheder fra især transport –og industri sektoren til at betale den højere pris for bæredygtigt brændstof. Presset til at betale denne premium kommer fra EU's "emission trading system" (ETS), hvor priserne på retten til at udlede CO2 gennem de såkaldte "CO2 kvoter" vil stige markant i de kommende år.

Metanol er på nuværende tidspunkt udbredt til mange industrier som medicinal, produktion og kemiindustri. Der produceres årligt 80-90 millioner tons metanol fra naturgas eller kul. Af den produktion går meget lidt til at drive transportsektoren, og derfor skal produktionen af bæredygtig metanol også skaleres hurtigt hvis vi vil dække den maritime industris grønne omstilling med metanol ovenpå de eksisterende industrier. European Energy's storskale projekt i Kassø har kapacitet til at producere 30.000-40.000 tons som skal drive det første af Mærsk's 25 bestilte metanol tankskibe. Der er altså langt igen til at omlægge skibsfarten til grøn metanol, og producenter og aftagere som European Energy og Mærsk kalder i den forbindelse på et politisk skift i målsætningen om at lagre biogent CO2 som ellers kan bruges i e-brændstoffer.

3.3 Ammoniak

Eftersom den CO2 tunge skibsfart får svært ved at producere nok af det CO2 neutrale e-metanol som også i fremtiden skal bruges til diverse andre industrier, kan ammoniak være et alternativ til at supplere fremtidens bæredygtige brændstof til tung transport. Ammoniak har i dag et stort marked indenfor kunstgødning, men også som væske i store kølemaskiner. Ammoniak produceres traditionelt ved at indsætte hydrogen og kvælstof fra luften i en kemisk reaktion kendt som Haber-Bosch. Den konventionelle Haber-Bosch reaktion gør brug af hydrogen fra metan-dampreformering fra naturgas, som ligesom ved hydrogen til metanolsyntese er en højemissionsproces. Den traditionelle ammoniak produktion bliver betegnet som methane-to-ammonia (MtA), hvor den grønne elektrificerede Haber-Bosch proces betegnes som power-to-ammonia (PtA). Ved brug af PtA skal hele systemet være baseret på vedvarende energi. Figuren herunder visuelleliserer processen hvor ilt sepereres fra kvælstof i luft og hvordan vand deles til ilt og hydrogen. Selve Haber-Bosch er den samme som ved konventionelt produceret ammoniak.



Der produceres i dag omkring 200 millioner tons ammoniak, hvilket er estimeret til at stige til 290 millioner tons frem mod 2030. Dette skyldes især udbygning af ammoniakfabrikker i Kina, Indien og USA. Af den samlede produktion bruges omkring 80 procent i landbruget som gødning. Dertil skal det siges at dampreformering af naturgas til hydrogen, metanol og ammoniak står for 1-2 procent af den globale drivhusgas udledning. Det er derfor essentielt at disse produktioner omlægges til grønne alternativer.

Ammoniak er ofte referet til som en energibærer af hydrogen grundet dets energitæthed, samt hvor nemt det er at gøre flydende og dermed opbevare. Ammoniak er dog meget giftigt og er derfor vigtigt at håndteringen foregår sikkert. Selvom ammoniak ikke udleder ektra drivhusgasser ved afbrændning kan ammoniak udlede såkaldte kvælstofixider (NOx) under dårlige forbrændingsforhold.

Verdens første dynamiske PtA anlæg i Ramme, Lemvig, har i 2024 kontrueret et anlæg til 5000 tons grøn ammoniak om året. Projektet er opført af Skovgaard Energy, Topsoe, Vestas og støttet af EUDP, og er drevet 6 vindmøller og 50 MW solceller. Ammoniakproduktionen skal i første omgang bruges til gødning, men produktionen skal efter planen udbygges efter man har analyseret driften, hvorefter ammoniakken også kan bruges til skibsdrift. Projektet i Ramme viser hvor nyt produktionen af grøn ammoniak er, og større muligheder til skibsfart er altså ikke relevant i øjeblikket.

4. Hydrogeninfrastruktur i Jylland

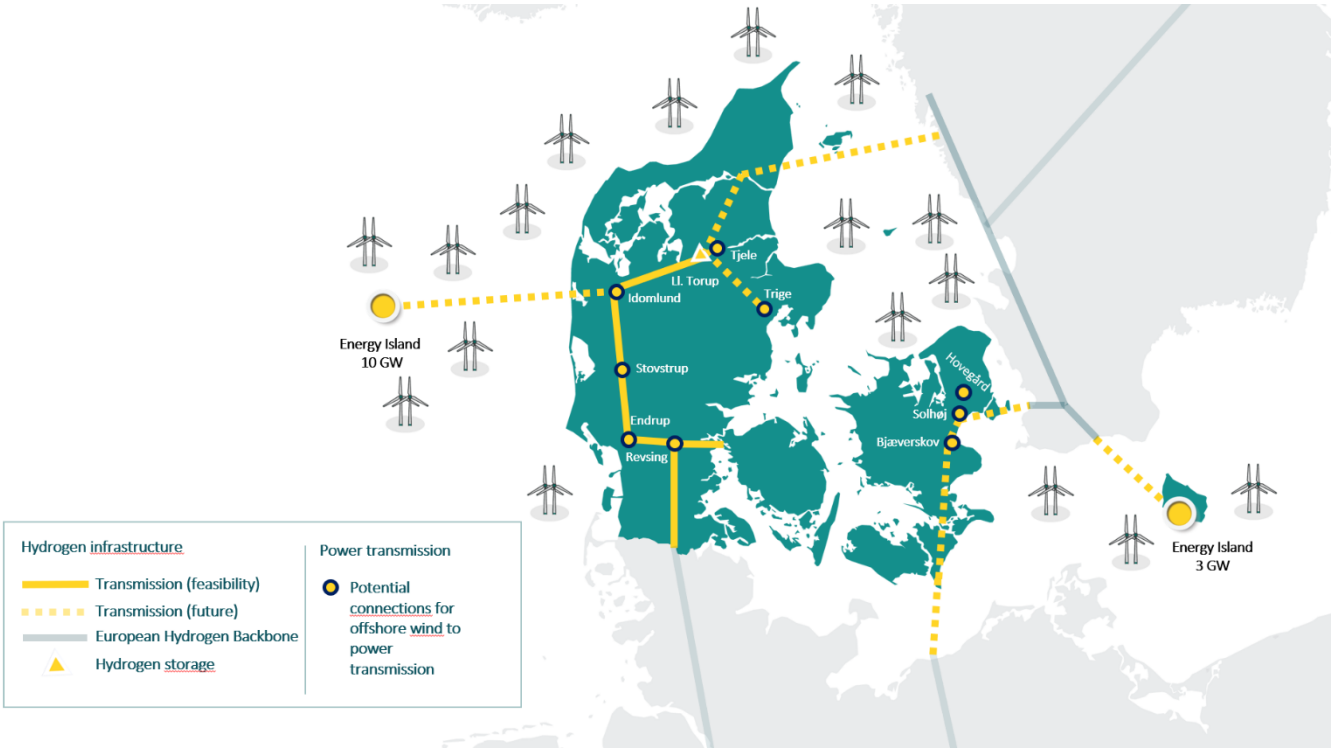
Det fremgår af en politisk aftale fra d. 22. maj 2023, at Energinet og Evida som udgangspunkt skal eje og drive den fremtidige danske hydrogeninfrastruktur. Opgavefordelingen vil være, at Energinet er systemansvarlig, TSO (Transmission System Operator) og skal sørge for offshore forbindelser, grænseoverskridende forbindelser og transmissionsforbindelsen på tværs af landet til et underjordisk hydrogenlager ved Lille Torup. Evida kan derimod forbinde producenter og aftagere af hydrogen til nettet. Andre private samarbejder vil også have mulighed for at udvikle og forbinde industrielle hubs med infrastruktur. Både Energinets, Evidas og andre private konsortiers planer for hydrogeninfrastruktur i Jylland vil blive præsenteret i dette afsnit.

4.1 Energinet

Energinet har udarbejdet et feasibility study for etableringen af transmissionsinfrastruktur til hydrogen i Jylland. Analysen viser en samfundsøkonomisk gevinst på 30-75 milliarder kr. frem til 2060 sammenlignet med et referencescenarie uden hydrogeninfrastruktur. Investeringsomkostningen forventes at være 10-22 milliarder kr. inklusiv ledningsanlæg og kompressorstationer i perioden 2025-2038. Energinet prioriterer, at hydrogeninfrastrukturen udvikles i sammenhæng med elnettet, så hydrogenproduktionen kan balancere den fluktuerende elproduktion fra vindmøller.

Nedenstående kort viser den 360 km lange hydrogenrørledning, som blandt andet er undersøgt i Energinets analyse. De stiplede linjer viser mulige fremtidige udbygninger af den jyske transmissionsinfrastruktur, og de gule prikker viser store knudepunkter i elnettet. Det forventes, at elektrolyseanlæggene vil blive placeret tæt på knudepunkterne med henblik på nem adgang til el.[1]

[1] Feasibility study (energinet.dk)



Infrastrukturen forbinder vestjyske knudepunkter i elnettet med en eksportforbindelse til Tyskland og hydrogenlageret ved Lille Torup. Udbygningen skal foregå trinvis, hvor rørledningen fra Esbjerg til Fredericia og eksportforbindelsen til Tyskland skal etableres først. Derefter udbygges infrastrukturen mod nord enten via elknudepunkterne i Vestjylland (som vist på kortet) eller parallelt med den eksisterende metangasledning i Midtjylland. Modning af hydrogeninfrastrukturens første stadie forventes at kunne påbegyndes i 2025 med efterfølgende etablering og idriftsættelse der forventes afsluttet i 2030.[2]

Man har på nuværende tidspunkt (13/03-2025) besluttet sig for at udvikle den Danske hydrogen backbone i 4 stadier. Indledningsvis med fokus på 7-tallet (ses på billedet ovenfor) som strækker sig fra Esbjerg til Egtved og ned til den dansk-tyske grænse. Denne strækning søges færdiggjort og i drift i 2031. Efterfølgende følger tre stadier der vi udvide kapaciteten fra lige omkring 1 GWh til 11 GWh (ses på billedet nedenfor)

[2] Feasibility study (energinet.dk) og https://energinet.dk/hydrogen/modningsprojekt/

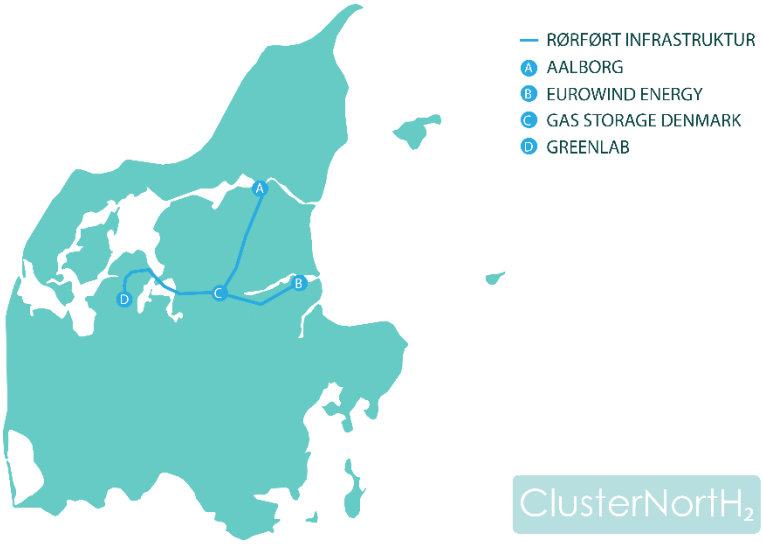
	Lower 7	Lower T	Backbone to Holstebro	The fully developed Danish Hydrogen Backbone
Approximate availability of System linepack flexibility[11]	< 1 GWh	3 GWh	7 GWh	11 GWh

4.2 Evida

Evida blev i den spæde start af modningen af den danske hydrogen infrastruktur set som en af det største spillere til at udvikle DSO netværket i Danmark. Dette betød at de fra start udviklede fire faser for hvordan denne udvikling kunne se ud. Dette blev gjort i tæt dialog med markedsaktører for at afstemme behov og potentialer. Evida vurderede, at det vil tage 2-3 år efter godkendelse at etablere lokal hydrogeninfrastruktur, hvorimod længere regionale strækninger ville tage 4-5 år. Ifølge Evida var det muligt, at de første rør kunne være i drift allerede i 2026. Nedenstående ilustration viser Evidas første oplæg til en mulig udviklingsplan for den danske hydrogeninfrastruktur. Hydrogeninfrastrukturen skal dog planlægges i samarbejde med Energinet, hvorfor udviklingsplanen kun er et muligt scenarie.[3]

[3] Hydrogeninfrastruktur kan betale sig (evida.dk)

Evida deltager i ClusterNortH2 projektet sammen med Eurowind Energy, GreenLab Skive og Gas Storage Denmark. Formålet med projektet er at undersøge, de tekniske og økonomiske muligheder ved etablering af hydrogeninfrastruktur, herunder rør og lager, i Nordjylland. Kortet herunder viser den 170 km lange rørføring, som danner grundlaget for projektet.



Infrastrukturen skal forbinde hydrogenproduktionen ved Mariager Fjord (B) og GreenLab Skive (D) med det fremtidige lager ved Lille Torup (C) og hydrogenforbruget i Aalborg (A) og GreenLab Skive (D). Forundersøgelsen konkluderede, at transporten af hydrogen vil koste mellem 1,3 og 2 kr./kg, hvilket svarer til 9-15 % af en potentiel produktionspris på hydrogen i 2030. Transportomkostningerne er 1,3 kr./kg ved en afskrivningsperiode på 20 år, og prisen stiger til 2 kr./kg ved en afskrivningsperiode på 40 år. Det skal understreges, at transportomkostningerne reduceres, når flere producenter og forbrugere tilkobles nettet.[4]

Ved sammenligning af ClusterNortH2 rørføringen og Evidas udviklingsplan ses det, at ClusterNortH2 indgår i fase 2 af udviklingsplanen. Det er sandsynligt, at rørføring fra ClusterNortH2 bliver det første hydrogeninfrastruktur i Danmark. ClusterNortH2 arbejder i øjeblikket på at etablere hydrogenrørledningen på 100 km fra Mariager Fjord (B) til Skive (D), hvor hydrogenlageret ved Lille Torup skal forbindes undervejs. Målet er, at infrastrukturen skal være i drift i 2026. Potentialet for at få tilsluttet flere producenter og aftagere til rørledningen vil blive undersøgt, og det vil blive vurderet, hvordan ClusterNortH2-infrastrukturen i løbet af 2030'erne skal udbygges i overensstemmelse med de øvrige planer for hydrogeninfrastruktur i Danmark.[5]

4.3 Skagerak Hydrogen Backbone

Hydrogen er, sammen med andre grønne energikilder, en nøglekomponent i den grønne omstilling og det europæiske mål om et klimaneutralt samfund i 2050. Det visionære infrastruktur-koncept for Skagerrak Hydrogen Backbone bygger videre på Energinets planer om etablering af en jysk hydrogen-backbone.

Målet med Skagerrak Hydrogen Backbone er at forbinde Sydnorge og Vestsverige med et fremtidigt hydrogenlager i Lille Torup, og derfra skabe en sammenhængende hydrogeninfrastruktur fra Skandinavien til Tyskland.

[4] ClusterNortH2 klar med de første projektresultater | GreenLab
[5] Statusrapport på ClusterNortH2 (evida.dk)

Det vil ikke kun muliggøre eksport af hydrogen fra Skandinavien til Tyskland, men også skabe nye muligheder for bæredygtig erhvervsudvikling i de tre lande.

Skagerrak Hydrogen Backbone vil samtidig kunne underbygge etableringen af en sammenhængende dansk hydrogeninfrastruktur med et centralt hydrogenlager i Lille Torup nord for Viborg.

I marts 2025 blev der holdt kick-off konference i Hirtshals, hvor 50 deltagere fra Danmark, Norge og Sverige stillede skarpt på vejen fra vision til realisering. Konferencen var arrangeret af Greenport North og Business Region North Denmark og blev gennemført i regi af Grønn Jyllandskorridor projektet. Blandt deltagerne var repræsentanter fra Hydrogenbranchen, Energinet, Gas Storage Danmark, Vätgas Sverige, Nordion Energi, Chalmers Tekniske Universitet, Business Region Kristiansand samt en række lokale og regionale aktører i de tre lande.

På konferencen var der stor opbakning til et intensiveret samarbejde mellem Sydnorge, Vestsverige og Nordjylland om etablering af en hydrogenkorridor, der kan skabe bæredygtig erhvervsudvikling i regionen og bidrage til at realisere den grønne omstilling.

I en verden hvor vi skal gøre os uafhængige af olie og gas er det nødvendigt med en sammenhængende hydrogeninfrastruktur på tværs af landene i Skandinavien. Vi igangsætter derfor et arbejde som skal undersøge og dokumentere, hvordan det kan lade sige gøre at skabe sammenhæng i Skagerrak-regionen.

4.4 Opsamling

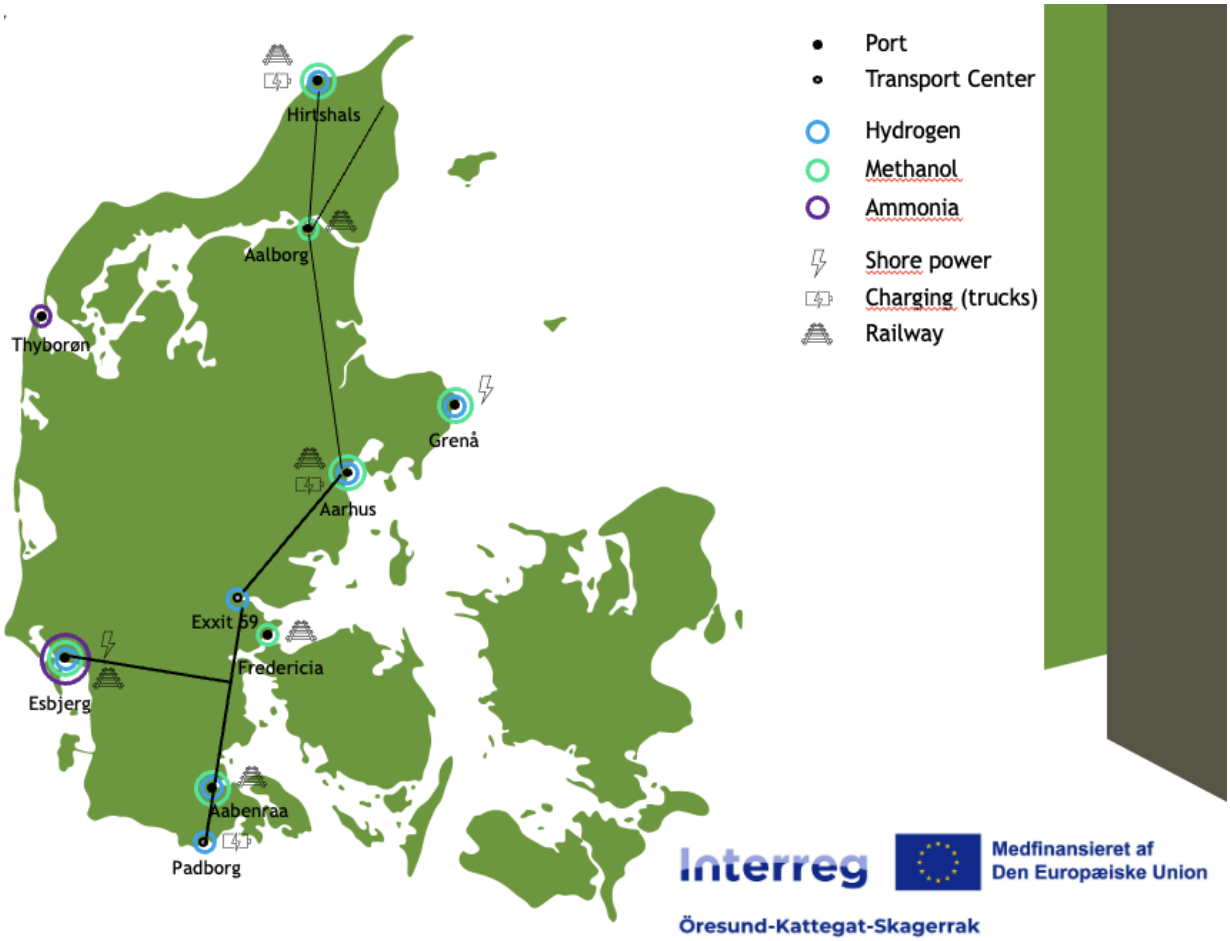
TSO og DSO Hydrogen netværket skal altså bygges op af flere forskellige parter. TSO-netværket betragtes som kritisk infrastruktur og skal derfor udvikles af Energinet alene. Det mindre DSO-netværk kan imidlertid udvikles af Evida, men også af andre private aktører som vil binde produktion af hydrogen og forbrugere sammen, så hydrogenet ikke skal transporteres via lastbil. Dette muliggør udvikling af mindre symbiose netværk som sideløbende kan udvikles inden en eventuel transmissions rørledning er færdig udviklet. Ved at udvikle de to netværk sideløbende optimeres konstruktionstiden på et fuldt udbygget netværk væsentligt.

5. PtX på havne

5.1 Bunkering og tankning

Det er vigtigt at nævne en fælles pointe, som de fleste havne fremhæver: Energirelaterede projekter kan ikke gennemføres af havnen selv. Havneloven fastslår, at alle ikke-havnerelaterede aktiviteter skal udføres af en uafhængig, skattepligtig virksomhed, der opererer under normale markedsvilkår. Dermed kan en havn ikke i sig selv være producent af elektricitet eller hydrogen. Alle tilgængelige havneområder skal bruges til havnerelaterede aktiviteter eller industri, såsom godshåndtering eller bunkering af forskellige typer brændstof til skibsopfyldning.

Illustrationen nedenfor viser hver havn, der blev interviewet inden for Jyllands grønne korridor, og som dermed er inkluderet i den samlede analyse af potentialet for grønne brændstoffer i korridoren.



Det skal nævnes, at kortlægningen af alternative brændstoffer ikke er endelig for havnene, men i højere grad er estimater foretaget af havnene selv om, hvad de vil kunne levere eller bunkre før og efter 2030. Flere havne har udtrykt potentiale om at blive producenter eller håndterere hydrogen, men er begrænset af efterspørgslen efter e-brændstoffer og muligheden for at etablere PtX-projekter. For eksempel har Aabenraa Havn et betydeligt område på 180.000 km2 til rådighed ved det tidligere Enstedværk og dybt vand, der understøtter store skibes adgang til havnen. Havnen har tidligere forsøgt at tiltrække et stort projekt fra Linde Gas, der skulle dække dette område, men projektet blev opgivet, hvilket understreger behovet for stærke forretningscases og investeringssikkerhed.

Aarhus Havn, som er Jyllands største havn, inkluderer ikke PtX-produktion i sin bæredygtighedsstrategi på grund af manglende markedsbehov og den generelle mangel på politisk vilje til at betale hvad der kræves for at understøtte PtX-projekter, hvor de giver mening. I deres tilfælde er de begrænset af havnens placering direkte ved siden af byen, hvilket gør havneområdet ekstra værdifuldt og begrænset. I den anden ende af spektret er Esbjerg Havn, der har etableret en 20-meter korridor dedikeret til hydrogenanvendelser i havneområdet. De fleste interviewede havne ønsker faciliteter uden for havnebassinet, hvor industri og bunkring prioriteres. Esbjerg Havn har investeret i en 3 MW hydrogenbrændselscelle til levering af landstrøm til fortøjede skibe i deres juridisk forpligtede mål om leverance af landstrøm i 2030. Denne type løsning er utraditionel sammenlignet med andre havne, der har besluttet at levere strøm via nettet, da det kan blive dyrt og udfordrende at håndtere hydrogen. Ideen bag brændselscellen er fleksibiliteten i at flytte brændselscelle-containeren til andre dele af havnebassinet.

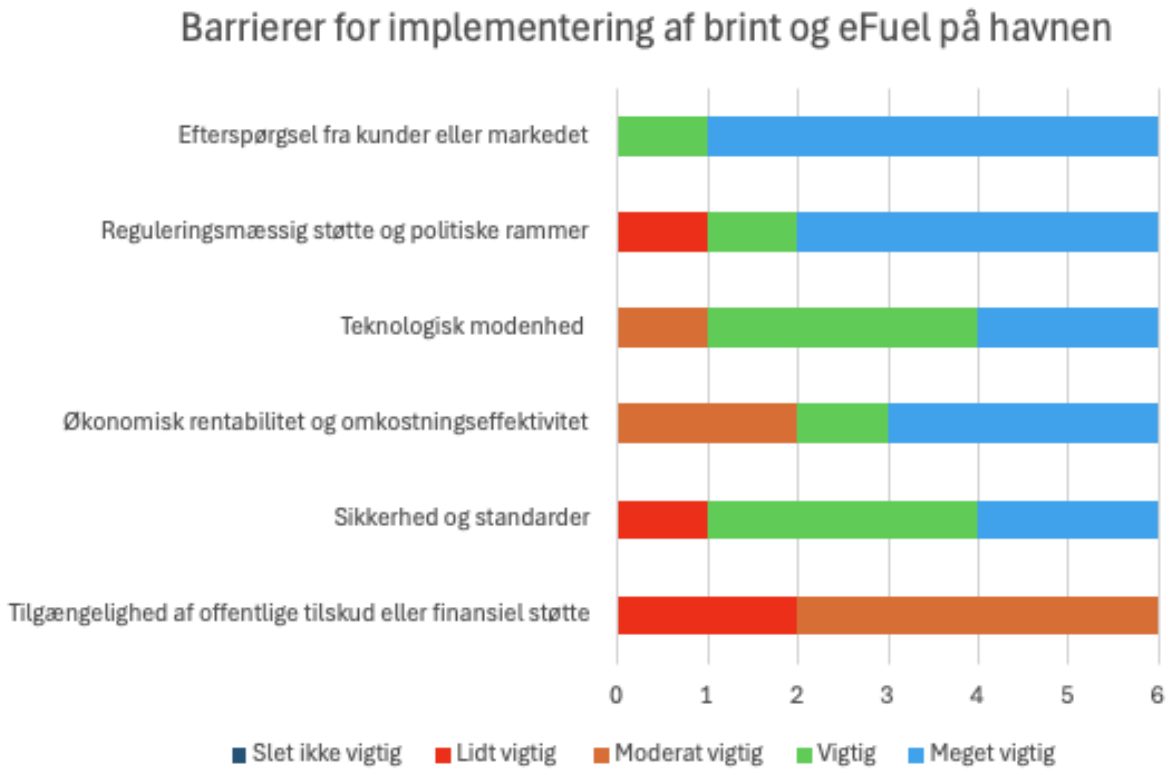
En lignende situation findes på Hirtshals Havn, hvor Norwegian Hydrogen sammen med en række lokale virksomheder i 2024 blev tildelt CONVEY af EU. Projektet er en såkaldt Hydrogen Valley, hvor målet er at bygge et "Hydrogen Eco-System" op omkring en 5 MW elektrolyse på havnen som en del af en industriel symbiose, hvor biproduceret ilt og spildvarme udnyttes. Hydrogen vil blive brugt lokalt for at få en grønnere produktion og transport, mens ilt skal anvendes til landbaseret fiskeopdræt og spildvarmen skal anvendes til opvarmning. Projektet er planlagt så det efterfølgende kan skaleres i takt med at efterførgslen stiger. Denne type projekt har potentiale til at levere lokalt produceret hydrogen til en lavere pris, forudsat at efterspørgslen stiger i fremtiden. Hirtshals Havn ser primært Norge som en potentiel aftager af hydrogen i skibssektoren, da flere i øjeblikket er i gang med at producere skibe, der skal sejle på hydrogen. Kun Hirtshals ser dette som en realistisk løsning, da andre havne er mere skeptiske over for efterspørgslen efter hydrogen fra skibe på grund af den lave energitæthed og vanskelighederne ved håndtering.

Hvor hydrogenhåndtering er en ny ekspertise for de fleste havne, har nogle havne erfaring med methanolforsyning på forhånd. Aarhus Havn har allerede erfaring med traditionel methanol, men forventer ikke betydelig bunkring af e-brændstoffer og vil derfor primært fokusere på at levere "top-up" tankning. Aabenraa Havn har naturligt fokus på at levere og håndtere e-methanol på grund af deres involvering i levering og håndtering af produceret e-methanol fra European Energy-anlægget i Kassø. Havnen estimerer at håndtere omkring 24.000 tons årligt, men efterhånden som produktionen vokser i Kassø, og en sandsynlig produktion begynder i Padborg, vil dette tal stige betydeligt.

Med hensyn til ammoniak er det vanskeligt at estimere tilgængeligheden i de kommende år. Ammoniak har allerede et stort marked med mange anvendelser, men grøn ammoniak vil i fremtiden få udfordringer med at konkurrere med fossilt produceret ammoniak pga. produktionsskala og manglende teknologisk modenhed. Produktionen af grøn ammoniak har endnu ikke vist tilstrækkeligt potentiale til at være indflydelsesrig inden for skibsfarten. Det har i den forbindelse været oppe og vende om det kommende HØST-projekt, udviklet af Copenhagen Infrastructure Partner, skal producere grøn ammoniak fra hydrogenproduktion i gigawatt-skala. Dette er imidlertid blevet ændret med fokus på at producere hydrogen grundet manglende efterspørgsel efter grøn ammoniak fra skibsfarten.

Aarhus Havn udtrykker en nultolerance over for ammoniak på grund af dets giftige natur, da byen ligger så tæt på havnen. Derfor er Thyborøn Havn den eneste realistiske aktør i en havnekontekst til at bunkre ammoniak i de kommende år. Den dynamiske ammoniakproduktion fra Ramme i Lemvig producerer i øjeblikket kun syntetisk gødning. Hertil ser Thyborøn Havn potentiale i at tilbyde grøn ammoniak, hvis produktionen fra anlægget øges yderligere.

Estimater for bunkring af e-brændstoffer viser, at flere havne antager, at e-brændstoffer kan blive en drivkraft i dekarbonisering af den tunge skibssektor. Den nuværende usikkerhed ligger dog i, hvornår efterspørgslen vil opstå. I næsten hvert interview med de otte havne blev der udtrykt en høj tilpasningsparathed sammenlignet med produktionsanlæg, der skal bygges og opskaleres for at imødekomme en efterspørgsel på e-brændstoffer. Havnenes infrastrukturelle rolle kan derfor i mindre grad afhænge af havnenes parathed og i højere grad af det teknologiske og økonomiske landskab, som e-brændstoffer aktuelt befinder sig i. Som en del af vores havneinterviews ønskede vi at udforske barriererne for implementering af hydrogen og e-brændstoffer set fra havnenes perspektiv. Disse barrierer er illusteret ved grafen nedenfor:



For det første er der en betydelig vægt på markedsefterspørgsel, men flere havne påpegede også mangel på støtte og dialog i myndighedsprocesser samt en forældet lovgivningsmæssig havneramme, der i mange tilfælde kan hindre, forsinke eller endda modarbejde de grønne processer, som havnen forsøger at opnå. Resultaterne viser i første omgang ikke nødvendigheden af offentlig støtte, men vægter i langt højere grad en incentivering af et mere aktivt marked for grønne brændstoffer.

5.2 Opsamling

De interviewede havne er valgt på baggrund af EU's TEN-T forordning for havne som synliggør hvilke havne der ses som core og comprehensive havne i det transeuropæiske transportnetværk.

"TEN-T definerer de vigtigste havne i det europæiske netværk. Havnene er opdelt i core og comprehensive havne, lige som vejnettet er opdelt.

Aarhus Havn er, som den ene af to havne i Danmark, klassificeret som TEN-T Core-port og den eneste beliggende i jyllandskorridoren.

Comprehensive havne i korridoren inkluderer på dansk side bl.a. Aalborg Havn, Hirtshals Havn, Frederikshavn Havn, Vejle havn og Associated Danish Ports A/S (Fredericia)"

Havne beliggende i nærheden af disse eller med særlig interesse grundet planer om større PtX projekter er også inddraget.

Grunden til at satsningerne, fra de forskellige havne med henblik på hvilken type brændstof eller teknologi der vælges for at reducere mængden af udledt CO2, variere skyldes formentligt en kombination af to ting. For det første, EU's "Fit for 55" plan og "FuelEU Maritime" initiativet som beskriver hvordan de forskellige havne skal omstilles i forhold til hvad der deres kerne aktivitet. For det andet, hvilke ydelser de tilbyder og hvilken type af skibstrafik der primært anvender den enkelte havn.

6. Vejtransport

6.1 Placering af tankstationer

En af de mere almindelige bekymringer ved overgangen til mindre CO2-udledende teknologier er afstanden til den nærmeste tankstation. Det har historisk været et problem ved valg af batteridrevne elektriske køretøjer (BEV) med en lavere rækkevidde pr. opladning og manglende ladeinfrastruktur. Med opbygningen af privat faciliterede ladeparker og de kommende ladeparker til tung transport på grund af AFIR-reglerne, er dette inden for de danske rammer ikke længere et problem. Endvidere er rækkevidden for elektriske batterier forbedret i de seneste år, hvilket gør det mere realistisk at overveje BEV'er ved rækkevidder op mod 400 kilometer. I betragtning af at opladningstider sker inden for de obligatoriske hvileperioder, kan BEV'er i mange situationer være en fornuftig løsning for mange aktører inden for den tunge vej transport. Det skal dog siges at det for nogle aktører vil give mening at overveje forbrændingsmotorer eller brændselsceller på hydrogen hvis der bårne gods er tungt ved længere distancer. Dertil ser fabrikanten MAN eksempelvis en interesse for hydrogendrevne lastbiler, især ved køligerere klima og længere afstande mellem byer. Ifølge MAN afhænger denne interesse dog i høj grad af tilgængeligheden af tankstationer, når man som kunde skal betale en betydelig premium for hydrogenlastbiler som first mover.

Alternative Fuels Infrastructure Regulation (forkortet AFIR) har til formål:

At sikre et minimum af infrastruktur, der kan understøtte den nødvendige udbredelse af køretøjer med alternative brændstoffer på tværs af alle transportformer og i samtlige EU-medlemsstater for at opfylde EU's klimamål.

At sikre fuld interoperabilitet mellem infrastrukturen.

At sikre omfattende brugerinformation samt passende betalingsmuligheder ved infrastrukturen for alternative brændstoffer.

For offentligt tilgængelig ladeinfrastruktur til lette vejkøretøjer (personbiler og varevogne) fastsætter reguleringen obligatoriske ladningskrav, hvilket er udmundet i 25 nye offentlige ladeparker frem mod 2025.

For hydrogen kræver reguleringen, at offentligt tilgængelige hydrogentankstationer skal være placeret med højst 200 km mellemrum langs både TEN-T's kerne- og samlede netværk. Der skal også være mindst én hydrogenstation i hver byknude med mindst et ton hydrogen ved højt tryk om dagen.

I den forbindelse skal AFIR-reglerne implementeres inden 2030, hvilket har til hensigt at muliggøre hydrogentankning med 200 kilometers mellemrum mellem stationer. Disse stationer vil være begrænset til TEN-T-netværkets kerne- og -udvidede netværk igennem Europa. For at supplere denne efterspørgsel efter 700 bar-tankning fra EU er det relevant at undersøge produktion i andre centrale områder af den grønne Jyllandskorridor. Oplagte knudepunkter ville være transportcentre langs den grønne korridor. Under vores interview med Hirtshals Havn diskuterede vi transportcentrets rolle, som vil blive et knudepunkt for tung transport nordpå til Norge. Transportcentret i Hirtshals vil modtage hydrogen med lastbil fra Convey-projektet på havnen, som derefter kan sælges og distribueres fra den planlagte hydrogentankstation på transportcenteret. Om der etableres flere hydrogentankstationer i andre dele af korridoren, afhænger ifølge transportcentrene i Padborg og Exxit 59 Vejle af efterspørgslen fra vognmænd. Begge er villige til at tilbyde hydrogen, hvis efterspørgslen stiger i fremtiden.

Derudover ser Padborg et særligt problem med at tilbyde et stort antal elektriske ladestandere. Selv hvis opladningstiderne fremover når 20 minutter, betyder det, at Padborg skal udvide til det dobbelte af sin nuværende størrelse. Padborg Transportcenter har i øjeblikket omkring 7000 lastbiler dagligt, og optager omkring 5 km2 inklusivt service- og reparationsvirksomheder. Derfor vil udvidelsen for at kunne tilbyde elektriske ladestandere være en betydelig udfordring og optage meget plads for transportcentrene og de centraliserede ladeparker.

Kortet til venstre viser, hvor fremtidige hydrogentankstationer muligvis kan placeres i den grønne transportkorridor. De lokationer, der er markeret med en mørk kant, er dem, som er fastlagte stationer fra transportministreriet til at understøtte AFIR-reglerne. De øvrige lokationer er yderligere forslag baseret på geografisk dækning af korridoren og vores interviews, der viser, at de logistisk set kan tilpasses til at imødekomme fremtidig hydrogenefterspørgsel.

6.2 Drivende lastbilteknologier til at reducere emissioner fra vejtransporten

Med klare mål om at reducere emissioner fra nyproducerede tunge lastbiler med 45% i 2030 og 65% i 2035 er det teknologiske landskab for lavemissionskøretøjer og tilhørende omkostninger i øjeblikket meget komplekst. Flere tilskudsordninger er blevet lanceret for nylig for at gøre det lettere at betale for elektriske lastbiler. I 2023 blev 45 millioner kroner som resulterede i tilsagn til tilskud af 69 ellastbiler. I 2024 blev 75 millioner kroner fordelt til 124 ellastbiler og 12 virksomhedsladepladser. Begge støttepuljer var også tiltænkt mulighed for indkøb af hydrogenlastbiler, men blev som bekendt kun til ellastbiler. Dette indikerer manglende incitementer til at se hydrogenlastbilen som en attraktiv løsning til ellastbilen. Dette kan være grundet den højere kapital nødvendig på hydrogenlastbiler og derfor lavere subsidieret dækning på købet. Dertil er den nuværende ladeinfrastruktur på hydrogen ikke-eksisterende, og prisen på grøn hydrogen er fortsat for høj til at være konkurrencedygtig med fossile brændstoffer og elektricitet.

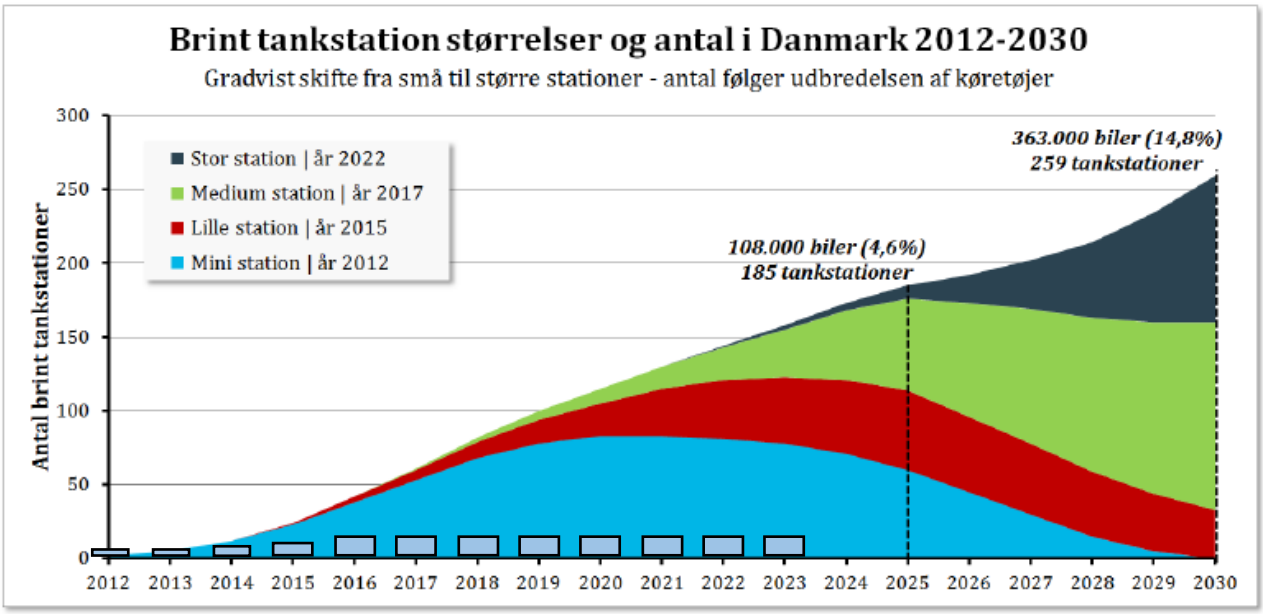
Ifølge European Hydrogen Observatory er gennemsnitsprisen på grøn hydrogen fra nettilslutninger, hvor de fleste produceres i dag, 7,5-8 euro pr. kilogram, hvilket realistisk set er lavt sat, sammenlignet med diesel på 1,6 euro pr. liter, inklusiv moms. Tryksætning, transport, og lagring hæver priserne endnu højere. Scania har beregnet et estimeret break-even for brændstoføkonomien ved at sammenligne dieselomkostninger med grøn hydrogen til et sted mellem 5-6 euro ved tankstationen. Der er derfor stadig lang vej endnu for at opnå et sammenligneligt prisniveu hvor hydrogen har fornuftige driftsomkostninger.

Disse prissætninger er en af grundene til, at det kan være udfordrende at vælge hydrogenlastbiler, især når den nødvendige rækkevidde kan dækkes af én batteriopladning, og elpriserne matcher dieselpriser på en eksisterende ladeinfrastruktur. Nogle transportentreprenører vælger endda deres egen ladeinfrastruktur for at sikre forsyning og sænke elpriserne gennem el-købsaftaler. Som resultat kan BEV'er blive en levedygtig løsning til kortere ruter, når de bruges ofte, for at udnytte de lavere kommende 2025-vejsafgifter for emissionsfrie køretøjer og lavere brændstofomkostninger. Dette resulterer i en totalomkostning, der i øjeblikket er 10-15% dyrere end dieselkøretøjer.

Der er dog et par ulemper ved kun at elektrificere tung transport. Den første og tidligere nævnte er BEV'ers rækkevidde. Selvom batterier udvikler sig hurtigere end forventet, vil rækkevidden blive en hindring i køligere vejr eller ved lange afstande, der er lange nok til at gøre tilstrækkelig opladning under hvileperioder umulig. Ifølge "Danske Fragtmænd" kan der endda være en risiko for, at hvis hele transportsektoren overgår til elektrificering, kan dag-til-dag-leveringer, som vi som samfund er stærkt afhængige af, blive problematiske, hvis vi ikke kan levere tilstrækkelig elektricitet.

7. Økonomisk evaluering (Status på den danske hydrogeninfrastruktur)

Som EU medlemsland er Danmark forpligtiget til at efterleve de gældende krav for AFIR-regulativet til 2030 for at fremme non-emissions køretøjer for den tunge vejtransport. I praksis har de danske hydrogen tankstioner historisk haft det svært med at operere på markedsbasis, og de sidste tankstationer måtte derfor lukke i 2023. Dette er som følge af manglende efterspørgsel på grønt hydrogen ved tankstationerne, hvilket modbeviste den forventede stigning på det grønne brændstof. Flere rapporter viste for eksempel gennem årene en kraftigt stigende udbygning af tankstationer til at understøtte en stor andel af den danske bilpark som hydrogendrevne. Rapporten "Hydrogen til transport i Danmark frem mod 2050" som blev udgivet i 2011, gjorde sig dengang tanker om den krævende dækningskapacitet i tankstationer det ville kræve at dække op mod 50% af den kørende bilpark i 2050 som på hydrogen. Grafen herunder viser den forventede udvikling til antallet af stationer, deres størrelses dimensioner og antallet af hydrogenbiler som i 2030 til at være på 363.000, tilsvarende 15% af alle personbiler.

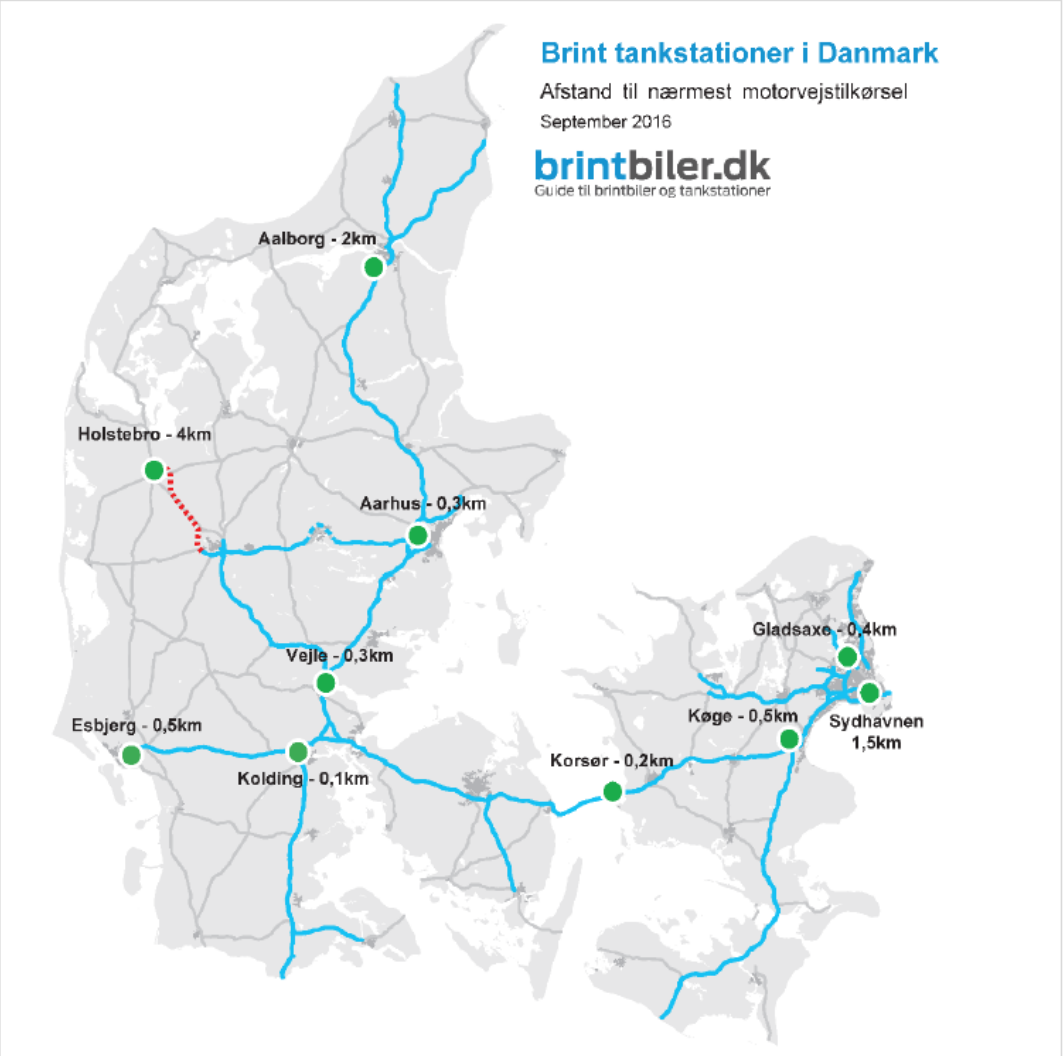


Dimensioneringen var tiltænkt følgende definerede størrelser, med hydrogen produktion ved stationen og tankning ved 700 bar.

- Mini: 50 kg/dag = flåde af 120 biler
- Mini: 200 kg/dag = flåde af 460 biler
- Mini: 400 kg/dag = flåde af 925 biler
- Mini: 1000 kg/dag = flåde af 2300 biler

Men med en udvikling af hydrogen tankstationer som startede omkring 2012, stagnerede udbygningen allerede i 2016, som vist med den grå tabel til sammenligning foroven. Udbygningen skete dog stadig i sådan et omfang, at store dele af det danske TEN-T netværk var dækket. Dette blev konkluderet i 2017 rapporten "etablering af hydrogentankstationer i Danmark" som del af H2DK projektet, som undersøgte tanknings-mængder og mønstre for de danske hydrogen personbiler. Rapporten diskuterer i den forbindelse rammebingelserne for den danske hydrogenindustri sammenlignet med vind -og biogasindustrien, som gennem mange år har gennemgået en række statsstøttede ordninger for at fremme den grønne omstilling.

Vindindustrien fik i dens tidligere år investeringsstøtte, som herefter overgik til en gradvis udfasning af en kWh støtteordning. Ligeledes får biogas i øjeblikket både en investeringsstøtte og kWh støtte, under udfasning, for at erstatte fossile brændstoffer i elektricitet og varmesektoren hurtigst muligt. En række hydrogenprojekter er ligeledes i den seneste årrække blevet dækket delvist af statssubsidier på 1,25 mia. kroner, mens CO2 fangst og lagring i 2024 udbød om 28 mia. kroner. Endvidere har hydrogenstationer dog endnu ikke set nogle støtteordninger til at sikre de infrastrukturelle rammer for udvidelsen. Som en del af den førnævnte rapport, understreges hvordan Danmark i slutningen af 2016 havde etableret verdens første landsdækkende HRS netværk som muliggjorde brugen af hydrogen til dagligdags transport. Netværket opfyldte også de nuværende AFIR kriterier omhandlende afstand mellem stationerne. Men grundet for tidlig udførelse var bilparken i danmark ikke klar til at bruge denne hydrogen infrastruktur, mens den fulde investerings og driftsrisiko lå ved private markedsaktører. Placeringen af de 10 tankstationer i 2016 er vist i figuren nedenfor, med lignende placeringer i forhold til de anbefalede placeringer præsenteret tidligere i denne rapport.



Med lukningen af de 10 stationer siden 2016, er det relevant at undersøge hvilke tiltag der bør gøres for at understøtte udbygning af de nødvendige hydrogenstationer på TEN-T netværket som det er forpligtet i Danmark gennem AFIR. Der ses angiveligt en stor usikkerhed forbundet med investeringer i hydrogentankstationer, med en lavere adoption i flåden af hydrogendrevne personbiler en måske forventet. Med udrulningen af AFIR ses i stedet en europæisk erkendelse af vigtigheden for at underbygge mulighederne for hydrogen til den tunge transport. Eftersom vi i Danmark skal efterleve disse krav, bør der kigges på de subsidie og regulatoriske mekanismer for at sikre udbygning og drift af de nødvendige stationer.

Grundet usikkerhederne omkring udnyttelsen af stationerne som skal tilbagebetale investeringer, bør et fast kapacitets subsidie overvejes som løsning. Kapacitets subsidier skal modvirke de ulemper man som investorer har i underudnyttelsen af en "first-mover" teknologi. Dette ses også ved andre grønne teknologier som skal konkurrere med eksisterende fossile teknologier, som det seneste havvindmølle udbud som sikrer en statsligt leveret minimumssats på deres produktion. Andre støttemodeller kan nedbringe den nødvendige kapacitetsstøtte, heriblant støtte til betaling på hydrogenlastbiler, støtte til at nedbringe prisen på hydrogen ved tanken eller en langsomt stigende pålægning af afgifter (som den danske vejafgift på tung transport i 2025) på de fossile brændstofløsninger vi som samfund gerne vil udfase.

7.1 Reetablering af AFIR HRS netværk

For at reetablere et dækkende AFIR HRS netværk i Danmark vurderes det nødvendigt at etablere omkring 10 hydrogentankstationer, hver til en estimeret anlægspris på ca. 3,2 mio. euro (Erfaringstal, Everfuel) og med en gennemsnitlig konstruktionstid på to år. Det understreger vigtigheden af at igangsætte udbygningen snarest, så EU's krav kan opfyldes inden 2030. Blandt de aktører, der potentielt kan stå for etableringen, fremhæves bl.a. OK, Vireon og Everfuel, som allerede har erfaring med hydrogeninfrastruktur og projekter inden for den grønne omstilling.

Det kan i øjeblikket være svært at realisere en fornuftigt pris som kan konkurrere med dieselpriserne på pristavlerne ved tankstationer. Men selvom priserne på den grønne hydrogen fortsat er høj, så stiger priser på diesel, hvilket gør det relevant at illustrere omkostningspariteten på hydrogen sammenlignet med diesel til den tunge transport hvis det skal sælges ved hydrogenstationer på markedsbasis. Sammenligningsgrundlaget er vist i figuren nedenfor med en pris, et forbrug og en kilometerpris. Her vises at et breakeven på hydrogen allerede kan nås ved 71 kr/kg da kommende hydrogendrevne lastbiler vil kunne køre 100 kilometer på bare 8 kg.

	Brændstofs pris		Forbrug		Pris/km Inklusive vejafgifter
Diesel	14.36 kr/liter	→	3 km/liter	→	5.70 kr/km
					↓
Hydrogen	71.25 kr/kg	←	8 kg/100 km	←	5.70 kr/km

8. Hydrogeninfrastruktur i Syd-Norge

Norge forholder seg til EU's mål om avkarbonisering og har som målsetting å redusere de totale utslippen med 55 % innen 2030; Fit for 55. Status for 2024 er at Norge kun har redusert utslippene med 9 %. Klimaforliket i Stortinget i juni i år innebærer et nytt mål for 2035 som er 75 % reduksjon.

Det er ingen overordnet plan for hydrogeninfrastruktur i Norge. Norge har heller ingen tradisjon for gassinfrastruktur i bakken. Norges topografi vil gjøre et gassnettverk uforholdsmessig kostbart og er i praksis uaktuelt. Distribusjonen vil derfor i hovedsak foregå med lastebiler, tog og skip fra produksjonssteder til fyllestasjoner og bunkringsanlegg. Unntaket blir derfor kun der produksjonen vil ligge svært nær nevnte anlegg.

Det er komprimert eller flytende hydrogen, ammoniakk, e-fuel og biometanol som er aktuelle hydrogenderivater i pipelinen i dag. Det arbeides også med LOHC (liquid organic hydrogen carrier) som vil ha sine nisjeområder. Figur x viser eksisterende og planlagte produksjonssteder i Norge under punkt 10.1.

Virkemiddelapparatet ved Enova støtter private initiativ til hydrogen- og ammoniakkproduksjon gjennom sine støtteprogrammer. Enova støtter også etablering av fyllestasjoner for tungtransport og bunkringsanlegg i havnene. Det er pt. tre kommersielle hydrogen-produsenter i Norge hvorav to av disse ligger i det vi definerer som Jyllandskorridoren; på Rjukan (Nippon Gases) og i Egersund (Hyds?). I tillegg bygges det ny produksjon på Rjukan (Norwegian Hydrogen, ferdig 2026), i Kristiansand (Greenstat ferdig 2026), Egersund (Hyds ferdig 2027) og på Slagentangen ved Tønsberg (GreenH ferdig 2027).

Det er tre operative fyllestasjoner i Norge i dag hvorav en ligger i Jyllandskorridoren (Hynion, Oslo). Det skal bygges en ny korridor mellom Oslo og Trondheim og Oslo og Ålesund der Vireon ønsker å bygge fire fyllestasjoner. På strekningen Oslo-Stavanger er det i dag kun to fyllestasjoner (Hynion på Høvik, Oslo og Hynion på Herøya, Porsgrunn). Stasjonen i Porsgrunn er ikke i drift.

Det er svært ønskelig å etablere korridorene: Oslo og Stavanger (E18/E39) og Oslo-Haugesund (E134) med en tverrforbindelse E134/Kristiansand via fv.9 av hensyn til Jyllandskorridoren og vi vil presentere dette nærmere under kapittel 10 Veitransport.

9. PtX i havnene

Havnene i Norge har i dag ingen planer om kraftproduksjon utenom solkraft på begrensede arealer. Det finnes likevel noen planer om produksjon av hydrogen og hydrogenderivater i havneområdene, men med kraft fra det ordinære strømnettet.

9.1 Bunkring og tanking

Det er tolv havner langs Skagerrakkysten og alle havnene er intervjuet. Trenden er at det er gjort mye på landstrøm (nesten alle havnen) og en del på ladeinfrastruktur (Moss, Horten, Sandefjord og Grenland). Det er foreløpig ingen som har etablert infrastruktur for hydrogen eller hydrogenderivater, men dette vil komme tidligst i forbindelse med hydrogenproduksjon. Egersund havn har i dag hydrogenproduksjon og lagring i havneområdet og planlegger snarlig etablering av både bunkring av skip og fylling av tungtransport.

9.2 Havnepotensialer

En rekke havner har plass og ønsker seg produksjon av hydrogen og derivater i havnen, men havnene vil stort sett ikke gjøre dette i egen regi og vil kunne tilby dette til eksterne aktører. Dette gjelder Borg, Oslo, Drammen, Slagentangen, Grenland, Kristiansand og Nor-Sea Group (Stavanger). Mange havner har i dag god tilgang på kraft, men dette vil bli en flaskehals i Syd-Norge om noen år.

Det er markedet for hydrogen og hydrogenderivater som styrer havnenes vilje til å investere i infrastruktur. Enova har bevilget om lag NOK 1,5 milliarder i støtte til «grønne skip" og det bygges i dag flere hydrogen- og ammoniakkskip.

Figur nedenfor viser en oversikt over satsingene i havnene

9.3 Energiproduktion på havne

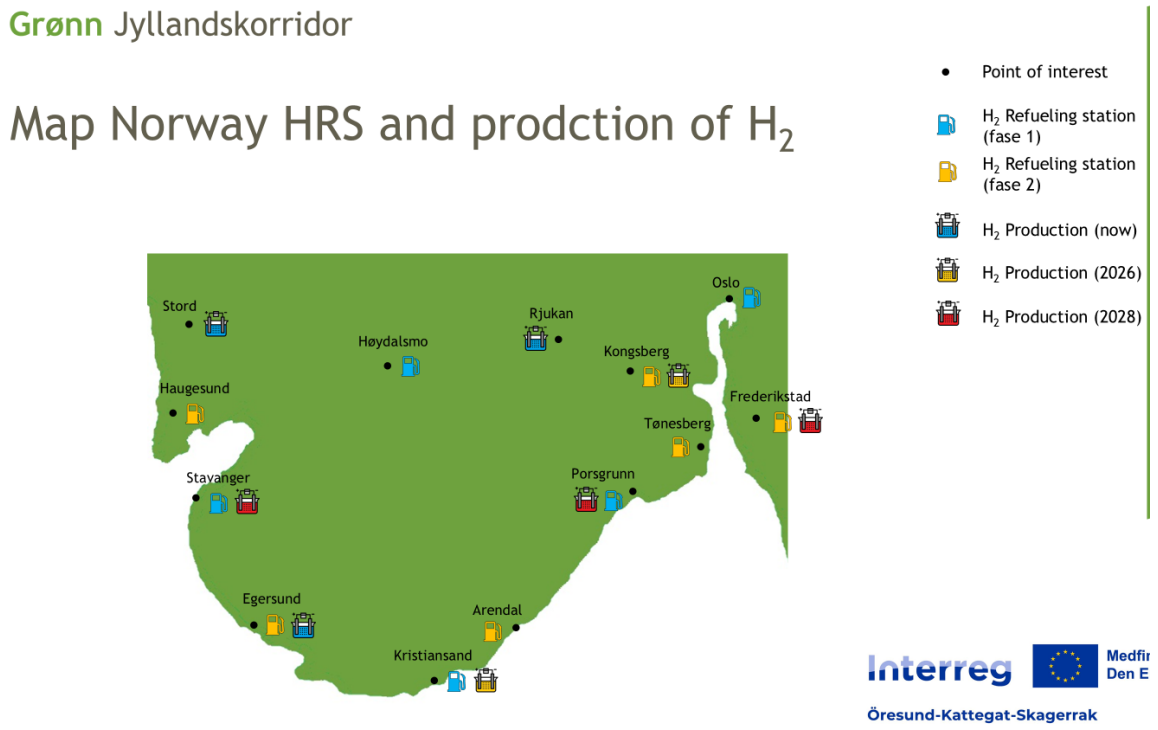
Ingen norske havner har egen energiproduksjon i havnene. All kraft i det norske ledningsnettet er definert som grønn. Bortsett fra mindre produksjon av solenergi på tak o.l. til eget forbruk er det ikke kraftproduksjon i norske havner som kan benyttes til PtX. Ingen norske havner har arealer som kan benyttes til vindkraftproduksjon tilsvarende enkelte danske havner.

Det er ikke lovmessige hindringer mot at havnene selv kan produsere elektrisk kraft eller hydrogen, metanol og ammoniakk, men det er lite trolig at de ønsker å gjøre dette selv. Det er naturlig for havnene å søke samarbeid med regionale kraftselskaper o.l. om slik virksomhet. Mange havner har ikke store nok arealer til å kunne etablere større kraftproduksjon og eksempelvis hydrogenproduksjon (over 5 MW) på egne arealer.

10. Vejtransport

10.1 Plassering av hydrogenfyllestasjoner

Norge har ikke tatt inn EUs AFIR-direktiv som stiller krav om fylleinfrastruktur for hydrogen, eksempelvis maks. 200 km mellom hver fyllestasjon og etablering i "Urban Nodes", regioner som har minst 100.000 innbyggere. Det er viktig å ta hensyn til hvor grønt hydrogen kan eller vil bli produsert lokalt. Videre er redundans i fylleinfrastrukturen viktig ved mulig stengte veier, værforbehold og leveringsproblemer. Forslaget til plassering av fyllestasjoner er i tillegg basert på viktige trafikkårer/korridorer for tungtransport fra Oslo til Stavanger langs E18 og E39 langs kysten, E134 fra Oslo til Haugesund og tverrforbindelse fv. 9 mellom Kristiansand og E134. Strekningen Svinesund-Oslo, E6, er en AFIR-strekning som vises i forslaget.



10.2 Drivende lastbilteknologier til at reducere emissioner fra vejtransporten

De tradisjonelle leverandørene av fossilt drivstoff satser på innblanding av biodrivstoff i bensin og diesel og også hydrogensisert vegetabilsk olje (HVO) som er basert på vegetabilske oljer og animalsk fett.

HVO er mer eller mindre klimanøytralt og noen produsenter antyder opptil 90 % CO2-reduksjon. Fordelen med HVO er at denne kan inngå i eksisterende infrastruktur for lagring og fylling, ulempen er at klimanøytraliteten er omdiskutert.

Det er flere aktører som vil etablere ett ladenettverk langs hovedveier for batterielektriske tunge kjøretøy innenfor Jyllandskorridoren. Batterielektriske vogntog og lastebiler (BEV) vil først og fremst være viktige i lokal- og regional transport av varer og gods. Lang ladetid og hvile- og kjøretidsregler, samt varierende priser på elektrisitet setter begrensninger på hvilke type transport som kan benytte BEV.

Hydrogenelektrisk tungtransport (HEV) er foreløpig ikke generelt etablert i Norge, bortsett fra et par pilotforsøk med distribusjonsbiler (ASKO Trøndelag). ENOVA har gitt tilsagn om støtte til fylleinfrastruktur på strekningen Oslo-Trondheim. Søker, Vireon, har takket nei tilsagnet om støtte til fyllestasjoner grunnet for å få veistrekninger/korridorer i støtteprogrammet til at det kommer investeringer i kjøretøy. MAN har signalisert tildeling av 100 hydrogenlastebiler/vogntog med forbrenningsmotor (HCV) med mulig levering 2025/2026, avhengig av etablert fylleinfrastruktur. HCV er vesentlig rimeligere enn HEV i anskaffelse, men noe dyrere i drift. ENOVA gir støtte på inntil 60% av merkostnaden med å kjøpe hydrogenlastebiler/vogntog sammenlignet med konvensjonelle dieseldrevne kjøretøy. Støtten tildeles via budprosess der laveste søknadstilbud oppnår støtte (competitive bidding). Enova har endret tildelingskriteriene en rekke ganger og har varslet en ny revidering. Hydrogenelektriske kjøretøy har en rekke fordeler ift. batterielektriske kjørtøy; lavere vekt gir høyere nyttelast, kortere fylletid og god virkningsgrad ved lave temperaturer. Hydrogenet kan produseres av overskuddskraft, lagres og være en faktor i energiballansen og nettutbyggingen.

Det er blitt mer fokus på biogass-drevet tungtransport den senere tid. Etablering av lokal produksjon av biogass åpner opp for fyllestasjoner av biogass. I klimaregnskapet regnesCO_2 fra biogassproduksjon som klimanøytralt fordi dette er CO_2 som allerede er i karbonkretsløpet.

Det er en rekke produksjonssteder av biogass i Sør-Norge, særlig i øst og vest. Disse regionene har også godt med fyllestasjoner for biogass.

10.3 I hvilken retning beveger markedet seg for norske lastebileiere?

De norske lastebileierne operer i et marked med svært lave marginer og vil ikke i særlig grad påta seg kostnader som ikke gir inntekter i den andre enden. Lastebileierforbundet ønsker å være teknologinøytrale, men vil forholde seg til incentiver og avgiftsreguleringer. Foreløpig er det for billig å forurense og for kostbart å skape grønne verdikjeder.

Transportselskaper er avventende med å anskaffe hydrogendrevne tunge kjøretøy grunnet høye investeringskostnader, dyrt drivstoff (mangel på differansekontrakter) og manglende fylleinfrastruktur for hydrogen. Kommuner og fylkeskommuner har eksempelvis ikke stilt krav om hydrogendrevne busser i sine innkjøp av kollektivtransport eller andre tjenester som renovasjon, og bygg og anlegg. Det ligger mye makt i strategiske anskaffelser og her kan myndighetene til en viss grad styre utviklingen i karbonregnskapet. Det er viktig at myndighetene legger en plan for hvordan man skal hjelpe transportnæringen med å redusere sine utslipp slik at dette ikke bare blir opp til aktørene; marginene tillater ikke en frivillig tilnærming.

Fokuset på BEV og biogassdrevne kjøretøy har blitt sterkere i den senere tid. BEV er spesielt aktuelt for lokal- og regionaltransport, eksempelvis distribusjonsbiler og kollektivtrafikk. Regioner med biogassproduksjon har større satsing på biogassdrevne kjøretøy. Offentlige anskaffelser i Norge krever vekting av miljø med 30% av tildelingskriterier og nullutslipp/klimanøytrale kjøretøy er en viktig del av offentlige anskaffelser. Transportører/entrepenører som vil levere varer og tjenester til det offentlige må endre sine kjøretøyparker for å kunne få offentlige kontrakter.

11. Konklusion

Hydrogen står som en afgørende brik i omstillingen af den tunge transport både til lands og til vands. Teknologien giver mulighed for at reducere CO_2-udledninger markant, samtidig med at den leverer den høje energitæthed og fleksibilitet, som kræves af lastbiltransport over lange distancer samt af den internationale skibsfart. Brugen af hydrogen skaber dermed et realistisk og bæredygtigt alternativ, hvor elektrificering alene ikke kan dække behovet. Hydrogen skal ikke nødvendigvis bruges i sin rene form, men kan gøres nemmere anvendeligt hvis man udnytter den til at producere e-brændstoffer som er både billigere og nemmere at håndtere

Havneområderne spiller en central rolle i udviklingen af denne grønne infrastruktur. De fungerer som naturlige knudepunkter for både produktion, lagring og distribution af hydrogen og dets derivater. Havnenes placering tæt på vind ressourcer, dybvandskajer og logistiske knudepunkter gør dem ideelle til placering af elektrolyseanlæg og hydrogentankstationer, hvilket sikrer både lokal forsyning og internationale forbindelser.

Det er samtidig afgørende at udvikle hydrogentankstationer i overensstemmelse med EU's **AFIR-forordning**. Kravene om 200 km mellem stationer samt tilgængelighed i urban nodes vil sikre en ensartet og pålidelig infrastruktur på tværs af landegrænser. Dermed understøttes etableringen af en grøn transportkorridor, som forbinder Europa gennem Jylland og videre op til Norge – et initiativ der styrker både dansk og norsk omstilling og binder regionerne sammen i et fælles marked.

Udviklingen af **Den Grønne Jyllandskorridor** giver derfor god mening på baggrund af de analyserede fakta fra både dansk og norsk side. Projektet dokumenterer tydeligt potentialerne for samarbejde på tværs af Skagerrak og viser, at en koordineret indsats kan skabe nye grønne vækstmuligheder, styrke erhvervslivet og reducere emissioner i transportsektoren.

Endelig må det understreges, at en **rørført hydrogeninfrastruktur** er afgørende for langsigtet succes. Rørledningerne sikrer både lavere transportomkostninger, høj forsyningssikkerhed og en effektiv kobling mellem produktion, lagring og forbrug. Kombinationen af rør-net, havne og industri nære PtX-projekter og AFIR-kompatible tankstationer, vil samlet set danne fundamentet for en stærk, sammenhængende og fremtidssikret hydrogentransportkorridor.

Med disse tiltag bliver hydrogen ikke blot et supplement, men en central drivkraft i udviklingen af en bæredygtig tung transportsektor i hele Skandinavien og videre ind i Europa.

12. Perspektivering: Skagerrak Hydrogen Backbone forbinder Skandinavien med Europas grønne hydrogenfremtid

Som beskrevet tidligere i denne analyse forventes hydrogen at blive en hjørnesten i fremtidens bæredygtige energisystem fordi hydrogen muliggør balancering af vedvarende energiproduktion (sol og vind) med forbrug, dekarbonisering af vanskeligt omstillelige industrier samt fremmer udviklingen af nye grønne produkter, som plast, brændstoffer og stål.

Skagerrak Hydrogen Backbone er et visionært grænseoverskridende infrastrukturprogram, der forbinder Norge, Danmark og Sverige med det centraleuropæiske hydrogenmarked. Programmet understøtter opfyldelsen af strategiske mål i den europæiske hydrogenstrategi og REPowerEU.

Programmet bygger på Skandinaviens unikke fordele:

- Udnyttelse af regionens store potentiale for vedvarende energiproduktion (vind på land og til havs, solenergi og vandkraft)
- Storskala produktion af konkurrencedygtig grønt hydrogen i Norge og Sverige
- Balancering af produktion og forbrug via geologisk lagring i Nordjylland (Lille Torup)
- Udnyttelse af eksportmuligheder til Centraleuropa via Danmarks spirende hydrogeninfrastruktur

Skagerrak Hydrogen Backbone er mere end blot infrastruktur, det er en drivkraft for industriel omstilling, jobskabelse og bæredygtig vækst i hele Skagerrak regionen — fra Kristiansand til Hirtshals og Göteborg-området.

Selvom formelle partnerskaber stadig er under udvikling, har visionen for Skagerrak Hydrogen Backbone allerede opnået stor støtte fra nøgleaktører i regionen. Ved opstartskonferencen i Hirtshals i marts 2025 udtrykte repræsentanter fra kommuner, havne, energimyndigheder, hydrogenforeninger og infrastrukturudviklere stor interesse i at gøre visionen til virkelighed.

Programmet er forankret i behovet for en trinvis, skalerbar infrastruktur, der forbinder vedvarende energi, f.eks. fra havvindmølleparker, med lagringskapacitet og forbrug drevet af stigende efterspørgsel på dekarbonisering i vanskeligt omstillelige sektorer.

For at få programmet skudt i gang afsøges i øjeblikket muligheder for ekstern finansiering. I første omgang er der behov for midler til forundersøgelser, interessentinddragelse, udvikling af forretningsmodeller og demonstrations projekter.

På europæisk niveau kan Skagerrak Hydrogen Backbone:

- Styrke EU's energimæssige modstandsdygtighed og reducere afhængigheden af fossile brændsler
- Bidrage til European Hydrogen Backbone og TEN-E-prioriteter
- Muliggøre integration af nordisk grønt hydrogen i EU-markedet

På regionalt niveau skaber Skagerrak Hydrogen Backbone værdi på følgende måder:

- I Sydnorge muliggør det lagring af vedvarende energi og understøtter dermed storskala energiproduktion. Det åbner også for eksportmuligheder for grønt hydrogen og støtter hydrogenklynger som HyVARD der er under udvikling i Kristiansand.

- I Nordjylland udnytter det PtX-strategier og hydrogeninfrastrukturplaner, herunder underjordisk lagring i Lille Torup. Det tilfører også en ny industriel dimension til Nordjylland, hvor en hydrogenklynge er ved at opstå i Hirtshals med CONVEY projektet, ved at integrere vindenergi, hydrogenproduktion, infrastruktur og eksportlogistik.

- I Vestlige Sverige, er en hydrogenklynge også under udvikling, understøtter Skagerrak Hydrogen Backbone dekarbonisering af industrien og øger energiforsyningssikkerheden i vigtige industriregioner som Göteborg, hvor efterspørgslen på hydrogen til fossilfri industri vokser hurtigt.

Disse regionale styrker danner tilsammen et stærkt fundament for en grænseoverskridende hydrogenøkonomi, der kan imødekomme efterspørgslen fra tung transport, den maritime sektor og tung industri.

Skagerrak Hydrogen Backbone er mere end et infrastrukturprogram — det er en enestående mulighed for at samskabe en strategisk energikorridor, der udnytter regionale styrker til at opfylde europæiske ambitioner.

Offentlige og private aktører i Danmark, Norge og Sverige inviteres til at blive en del af dette samarbejdsinitiativ. Sammen kan vi forme fremtiden for den grønne omstilling i Nordeuropa, styrke energiuafhængigheden og fremme bæredygtig vækst.

For at fremtidssikre Europas konkurrenceevne, forsyningssikkerhed og fundamentet for den grønne omstilling er det vigtigere end nogen sinde, at energiproduktion og -distribution sker i tætte, stabile samarbejder.

I en verden hvor vi skal gøre os uafhængige af olie og gas er det nødvendigt med en sammenhængende hydrogeninfrastruktur på tværs af landene i Skandinavien. Vi arbejder derfor videre med at undersøge og dokumentere, hvordan det kan lade sige gøre at skabe sammenhæng i Skagerrak-regionen.